

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа

институт
Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БАРЬЕРНОГО
ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖИ НХ III-IV ВАНКОРСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

тема

23.04.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и
комплексов»

код и наименование направления

23.04.03.05 «Управление разработкой нефтяных
месторождений»

код и наименование магистерской программы

Научный руководитель

подпись, дата

к.т.н., доцент

должность,
ученая степень

Е.В. Безверхая

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Д. М. Синицин

инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа

институт

Разработка и эксплуатации нефтяных и
газовых месторождений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации**

Студенту _____ Сеницину Денису Михайловичу
фамилия, имя, отчество

Группа _____ НМ15-05М _____ 23.04.03.05
номер код

Управление разработкой нефтяных месторождений
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Эффективность применения
барьерного заводнения залежи НХ III-IV Ванкорского нефтегазоконден-
сатного месторождения

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Безверхая Е. В, к.т.н., доцент
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР:

тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ
ООО «РН-Ванкор», АО «Самотлорнефтегаз»;
фондовая и периодическая литература; электронные ресурсы;
научные статьи, диссертации и авторефераты по теме ВКР;
пакет информации по геологической характеристике Ванкорского
месторождения, физико-химическим свойствам флюидов.

Перечень разделов ВКР:

1. Литературный обзор
2. Основная часть
3. Эффективность применения барьерного заводнения на залежи НХ III-IV

Перечень графического материала _____

Руководитель ВКР _____ Е.В. Безверхая
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ Д.М. Сеницин
подпись инициалы фамилия

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

выполнения магистерской диссертации

Сроки выполнения	
Составления плана магистерской диссертации, литературный обзор по теме ВКР.	01.09.2016 - 25.12.2016 г.
Проведение аналитических исследований, а так же обработка результатов после остановки ГН фонда скважин.	10.01.2017 – 28.04.2017 г.
Обработка результатов и описание исследования и по циклическому воздействию на залежь НХ III-IV. Анализ существующих методов воздействия на нефтегазовые залежи.	01.05.2017 -14.05.2017 г.
Расчеты связанные входящие в диссертацию, оценка экономической эффективности применяемого метода.	15.05.2017 - 30.05.2017 г.
Оформление магистерской диссертации	01.06.2017 – 20.06.2017г.

Руководитель ВКР

подпись

Е.В. Безверхая

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

Д.М. Синицин

инициалы фамилия

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертационная работа по теме «Эффективность применения барьерного заводнения на залежи НХ III-IV» изложена на 116 страницах машинописного текста, и включает в себя введение, три главы основного материала, заключение, список сокращений и библиографический список из 98 использованных источников.

Объект работы – нефтегазоконденсатная залежь НХ III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы: подбор метода повышения углеводородоотдачи нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей путем снижения фазовой проницаемости на газонефтяном контакте. Оценить возможность применения барьерного заводнения для борьбы с прорывами газа из газовой шапки, тем самым снизить газовый фактор добывающих скважин нефтегазоконденсатных месторождений на примере залежи Нх III-IV Ванкорского месторождения.

Апробация результатов. Результаты работы докладывались на 7-ой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ООО «РН-Ванкор», (Красноярск 2017 г.), 10-ой кустовой научно-технической конференции молодых специалистов ПАО «НК Роснефть», (Тюмень, 2017г.).

АННОТАЦИЯ

Предметом исследования в работе является возможность и оценка применения барьерного заводнения на нефтегазоконденсатной залежи НХ III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Объектом работы является нефтегазоконденсатная залежь НХ III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

В диссертации рассматриваются следующие вопросы:

- 1) Как обеспечить снижения добычи ПНГ из добывающих нефтяных скважин?
- 2) Какие методы применяются для устранения прорывов газа из ГШ?
- 3) Какое влияние оказывает газ из ГШ на добычу нефти?
- 4) Как обеспечить оптимальную добычу нефти, без прорывов газа в добывающие скважины?

В работе были проанализировано влияние прорывов газа в добывающие скважины, как это отражается на добыче нефти.

Рассмотрены методы воздействия на нефтегазоконденсатные залежи, проанализированы наиболее подходящие для залежи НХ III-IV. Построена таблица применимости данных методов. Сформулировано обоснование применения барьерного заводнения для создания слабопроницаемого экрана на ГНК.

Предложена методика применения данного метода воздействия непосредственно под возможности Ванкорского месторождения. Построены графики зависимости добычи нефти от газового фактора на скважине 14 Д. Произведены расчеты необходимых в ходе работы данных, произведен расчет экономической целесообразности данного метода воздействия. Построена карта проницаемости в интервале ГНК.

Ключевые слова: ГАЗОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ, ГАЗОВЫЕ КОНУСЫ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, БАРЬЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ, СЛАБОПРОНИЦАЕМЫЙ ЭКРАН, ГАЗОИЗОЛЯЦИЯ.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	12
1.1 Особенности разработки запасов нефти нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений	12
1.2 Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири.....	18
1.3 Применение экранов и барьеров при разработке запасов нефти из подгазовых зон нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.....	28
 ГЛАВА 2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ	33
2.1 Общие сведения о месторождении.....	33
2.2 Характеристика рассматриваемого объекта.....	36
2.3 Мероприятия по остановке газонагнетательного фонда. Исследование циклического воздействия на залежь НХ III-IV скважинами газонагнетательного фонда.....	41
2.4 Анализ методов изоляции газа на нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях.....	49
2.4.1 Изолирующие экраны на водной основе.....	50
2.4.2 Изолирующие экраны на газовой основе.....	56
2.5 Опыт применения барьерного заводнения.....	66
 ГЛАВА 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БАРЬЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ЗАЛЕЖИ НХ III-IV.....	83
3.1 Барьерное заводнение применительно к нефтегазоконденсатной залежи НХ III-IV Ванкорского НГКМ.....	83
3.1.1 Геофизические исследования с целью определения поинтервального профиля притока скважины 14Д.....	85
3.1.2 Снижение газового фактора на скважине 14Д при помощи	

водяного экрана на ГНК	88
3.1.3 Расчет необходимого объёма воды для создания слабопроницаемого экрана на ГНК.....	92
3.2 Расчет экономической эффективности применения барьерного защитного экрана на залежи НХ-III-IV	95
3.2.1 Расчет потерь связанных с временным переводом добывающей скважины в нагнетательную.....	96
3.2.2 Расчет затрат на ремонтные работы проводимые со скважинами.....	97
3.2.3 Расчеты потерь в денежной единице измерения, сроки окупаемости мероприятия.....	98
ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Система разработки нефтегазовых (нефтегазоконденсатных) месторождений - сложная производственная система, в которой задействованы как геологические объекты, так и объекты наземного обустройства. Вся система находится в тесной взаимосвязи (многофакторной с множеством прямых, обратных и перекрестных связей), которая должна поддерживаться в рабочем состоянии. Технологические процессы, происходящие в этой производственной системе, делятся на две группы: подземные и наземные. Характер этих процессов определяется прежде всего геологическим строением залежей, типом коллекторов, физико-химическими свойствами нефти, воды и газа, способом воздействия на пласт, вытесняющими агентами, существующими технологиями подготовки углеводородов и т.д.

В нашей стране известно более 200 нефтегазовых (нефтегазоконденсатных) месторождений с запасами более 6 млрд. т нефти в нефтяных оторочках и более 7 трлн. м³ газа в газовых шапках, что составляет значительную часть запасов углеводородного сырья в стране. Разрабатываются данные запасы малоэффективно, что в значительной степени связано с отрицательным влиянием прорыва газа из газовой шапки. Прорывы газа, образуют газовые конусы, тем самым приводят к потере части его запасов, а игнорирование разработки нефтяной оторочки приводит к ее расформированию.

Проблемы освоения нефтяных оторочек месторождений связаны с тем, что большое количество скважин, пробуренных в зоне доказанных запасов, эксплуатируется вертикальными скважинами при безгазовых и безводных дебитах нефти, что малоэффективно. Увеличение дебитов за счет создания значительных депрессий в эксплуатационных скважинах приводит к росту газового фактора и обводненности. Проблемам разработки залежей с нефтяными оторочками посвящено много научных публикаций. Эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений с

нефтяными оторочками зависит от многих факторов: степени разведанности запасов нефти и газа; типа залежи; соотношения геологических запасов нефти и газа, их абсолютных значений; содержания конденсата в пластовом газе; уровня технической оснащенности нефтегазодобывающей промышленности; технико-экономической политики в области нефтегазодобычи и других областях.

При этом основное влияние на КИН оказывают высота этажа газоносности и соотношение объема газонасыщенной части к объему нефтенасыщенной части залежи. Чем больше это соотношение, тем ниже получаемый КИН.

Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи с нефтяными оторочками относятся к залежам углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Как известно, при традиционной схеме разработки нефтегазоконденсатной залежи на режиме истощения коэффициент извлечения нефти (КИН) по таким объектам находится в лучшем случае на уровне $\sim 10\%$. В то же время при освоении нефтяных оторочек традиционные технологии поддержания пластового давления методом заводнения оказываются малоэффективными. Поэтому усилия исследователей в настоящее время направлены на поиск инновационных решений, обеспечивающих более высокие КИН.

Особенности геологического строения таких залежей обуславливают различные осложнения в ходе разработки, связанные с локальной и общей деформацией водонефтяных и газонефтяных контактов (ВНК, ГНК), потерей значительных объемов нефти в обводненных и газонасыщенных зонах пластов и даже частичным или полным расформированием запасов залежи. В итоге КИН нефтяных оторочек оказывается крайне низким.

В мире существует проблема эффективной добычи углеводородного сырья из нефтегазоконденсатных месторождений, не удастся обеспечивать максимально полное извлечение из недр углеводородного сырья (газа, нефти

и конденсата). Наиболее плохо решаются проблемы добычи нефти, а также потерь газа (и конденсата) при прорыве его в нефтяные скважины.

Известно, что максимальной нефтеотдачей характеризуются варианты разработки нефтяной части залежи при консервации запасов газа, но это не всегда оправдано с экономической точки зрения. С другой стороны опережающая разработка нефтегазоконденсатной части залежи приводит к смещению нефтяной оторочки в газонасыщенные коллектора и расформированию запасов углеводородного сырья.

По мнению многих специалистов, условием достижения высокого КИН является создание в пласте разделительного слабопроницаемого экрана между нефтяной оторочкой и вышерасположенной газонасыщенной частью коллектора. При создании экрана на уровне ГНК становится возможной разработка нефтяной оторочки как аналога отдельной нефтяной залежи. Одним из эффективных способов создания слабопроницаемого экрана на ГНК, является применение барьерного заводнения на нефтегазовых залежах.

Цель работы: подбор метода повышения углеводородоотдачи нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей путем снижения фазовой проницаемости на газонефтяном контакте. Оценить возможность применения барьерного заводнения для борьбы с прорывами газа из газовой шапки, тем самым снизить газовый фактор добывающих скважин нефтегазоконденсатных месторождений на примере залежи Нх III-IV Ванкорского месторождения.

Для достижения данной цели необходимо решить такие задачи как:

- 1) Уменьшение проницаемости по газу на границе газ-нефть, с целью недопущения образования газовых конусов и поступление газа в добывающие скважины.

- 2) Оценить зависимость дебита добывающей скважины, от газового фактора на примере конкретной скважины.

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Постоянно ухудшающаяся структура запасов нефти в стране потребовала обратить внимание на такой тип ТИЗ нефти, как запасы нефтяных оторочек газовых и газоконденсатных месторождений. Добыча нефти из нефтегазоконденсатных месторождений производится с существенно меньшей эффективностью (коэффициент извлечения нефти (КИН) около 10 %) [1], чем из обычных нефтяных месторождений (КИН около 30 %) [2]. Во многих случаях добычей нефти вообще пренебрегают, а снижение давления в газовой шапке приводит к расформированию (размазыванию) нефтяной оторочки и потере запасов.

В России в нефтяных оторочках газонефтеконденсатных пластов содержится около 7 млрд. т нефти, а также около 7 трлн. м³ газа. Медленная и неэффективная добыча нефти из оторочек препятствует вводу в эксплуатацию запасов газа. Так на месторождениях ОАО «Газпром» из около 1,1 млрд. т извлекаемых запасов (геологические запасы - 4,9 млрд. т нефти) с 1970 по 2003 гг. добыто около 11 млн. т нефти, что составляет 1 % извлекаемых запасов [3].

Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений осложняется такими явлениями, как образование газовых и водяных конусов, «косой» неоднородностью пласта и опасностью размазывания (расформирования) нефтяных оторочек в результате применения значительных депрессий или репрессий на пласт. Особенно сложно добывать из подгазовых оторочек вязкую нефть и нефть из тонких пластов (10 и менее метров) с большой площадью ГНК.

1.1 Особенности разработки запасов нефти нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений

Газонефтяные (нефтегазовые) залежи относятся к сложным объектам разработки [1], достаточно распространенным в России. Согласно [4] в России к настоящему времени открыто около 300 подобных месторождений,

на которых выявлено более 400 газонефтяных залежей. Разработка запасов нефти газонефтяных месторождений осложняется рядом проблем.

Первая из основных проблем при разработке нефтегазоконденсатных залежей связана с трудностями извлечения нефти из нефтяной оторочки (проблема конусообразования). При реализации системы вертикальных скважин нефтяная оторочка обычно вскрывается в интервале несколько метров выше водонефтяного контакта (ВНК) и несколько метров ниже ГНК. При использовании горизонтальных скважин ее ствол располагается на наибольшем отдалении от ГНК, в нескольких метрах от ВНК (рисунок 1.1).



Рис. 1.1 - Образование газовых и водяных конусов при разработке горизонтальными скважинами

Отбор нефти из таких скважин обуславливается пониженным давлением вблизи интервалов дренирования. Поэтому газ газовой (точнее, газоконденсатной) шапки и подошвенная (или краевая) вода прорываются к интервалу дренирования, т.е. формируются конусы газа и воды. В результате продукция добывающих скважин загазовывается и обводняется в быстро прогрессирующих масштабах, дебит по нефти снижается до уровня, когда дальнейшая эксплуатация скважины становится нерентабельной. Следствием этого является снижение отборов нефти из залежи и достижение низкого значения коэффициента нефтеотдачи.

Вторая важная проблема разработки нефтегазовых месторождений связана с влиянием «косой» слоистости. Продуктивные пласты обычно характеризуются весьма малыми углами наклона (около $1-3^\circ$). Обычно таким малым параметром, как угол наклона пласта, можно пренебречь, особенно в случае процессов вытеснения нефти водой в слоистых, горизонтальных продуктивных пластах.

Однако в случае нефтегазовых залежей этот малый параметр становится принципиально значимым [1, 5, 6]. В работе [1] рассматриваются две совершенно одинаковые воображаемые антиклинальные ловушки, изображенные на рисунке 1.2. Левая ловушка заполнена только нефтью (водоплавающая нефтяная залежь). Правая ловушка являетсяместилищем нефтегазовой залежи. Обе ловушки представляют собой совокупность пропластков, отделенных друг от друга глинистыми прослоями. Допускаем также, что каждая залежь вскрыта одной скважиной так, как показано на рисунке 1.2.

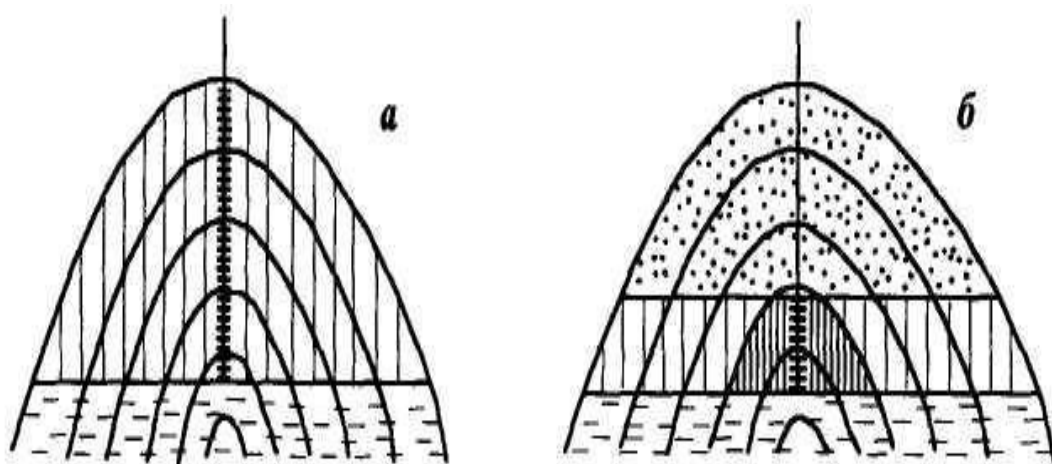


Рис. 1.2 - Схемы водоплавающей нефтяной (а) и нефтегазовой (б) залежей в однотипных ловушках [1]

Если не ограничивать себя ни дебитами, ни сроками, ни конечной нефтеотдачей, то можно полагать, что одна скважина в чисто нефтяной залежи за бесконечно долгое время задренирует все запасы нефти. Во втором случае скважина дренирует запасы нефти в пределах нефтяной оторочки, покрытой более густой штриховкой, т.е. до ближайшего глинистого раздела.

Если слоистость пласта в пределах нефтяной оторочки была бы горизонтальной, то при указанных допущениях и здесь одна скважина дренировала бы все запасы нефти.

Из этих простых рассуждений можно понять роль рассматриваемого малого параметра (угла наклона пластов) при разработке нефтегазовых залежей.

Рассмотрим часть нефтяной оторочки в более крупном масштабе (рисунок 1.3). На данный элемент нефтяной оторочки пробурено две скважины, одна из которых эксплуатационная, а другая - нагнетательная. Из рассмотрения рисунка вытекает следующее. Добывающая скважина дренирует только зону оторочки с соответствующей вертикальной штриховкой. Закачиваемая в пласт вода не вытесняет нефть в сторону добывающей скважины. Закачка воды расформировывает запасы нефти нефтяной оторочки, отесняя нефть в газовую шапку и в водонасыщенную зону пласта (показано стрелками). Запасы нефти, находящиеся в зоне оторочки с горизонтальной штриховкой, а также незаштрихованные, не охвачены как дренированием, так и заводнением пласта.

Слоистая неоднородность продуктивных отложений по проницаемости может негативно сказываться на конечном коэффициенте нефтеотдачи. Приведем пример. Допустим, хотим найти такую величину расстояния между скважинами L , когда в пласте будут отсутствовать неохваченные процессами воздействия запасы нефти (зоны пласта с горизонтальной штриховкой на рисунке 1.3). Пусть толщина нефтяной оторочки $h=10$ м, а угол наклона пластов составляет 2° . Нетрудно видеть, что искомое $L=286$ м [1]. На практике применяются сетки скважин с гораздо большими расстояниями между скважинами. Только при $\alpha=1^\circ$ расстояние $L=571$ м приближается к расстояниям между скважинами в реальных системах разработки.

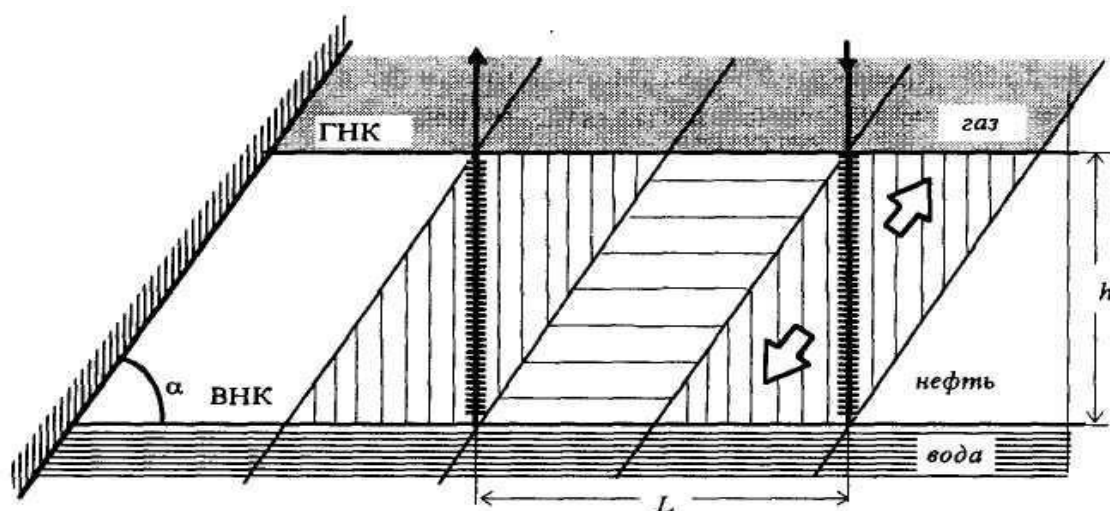


Рис. 1.3 - Фрагмент нефтяной оторочки с эксплуатационной и нагнетательной скважинами

Третий важный фактор, затрудняющий разработку нефтегазовых месторождений, заключается в опасности чрезмерных депрессий и репрессий на пласт в добывающих и нагнетательных скважинах, соответственно. Повышенные депрессии кроме конусообразования приводят к истощению запасов газа в газоконденсатной шапке. Чрезмерные темпы закачки, например воды, вызывают смещение нефтяной оторочки в газонасыщенный коллектор, т.е. приводят к потере запасов нефти.

Все известные методы разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений делятся на два типа [3]: в режиме истощения пластовой энергии и разработка с поддержанием пластового давления.

Важным также является последовательность разработки запасов газа и нефти. Наиболее эффективным является первоочередная разработка запасов нефти или одновременный отбор нефти газа таким образом, чтобы не произошло смещения ГНК. В противном случае может произойти потеря запасов нефти.

В случае однородных высокопроницаемых пластов можно получить очень высокие КИН за счет использования запаса упругой энергии в газовой шапке, если осуществить опережающую разработку нефтяной оторочки (Анастасиевско-Троицкое месторождение [4, 5]). Однако в большинстве

случаев после прорывов газа давление в газовой шапке быстро снижается, что приводит к смещению нефтяной оторочки в газовую область, ее размазыванию и расформированию. Снижение давления также приводит к выпадению в пласте ретроградного конденсата. Возникают проблемы и с запасами газа – при бесконтрольном отборе запасов газовой шапки значительная часть его сжигается в факелах.

Основным способом разработки газонефтяных месторождений в России является режим истощения пластовой энергии с опережающей разработкой газовой или газоконденсатной шапки, т.е. разработка месторождения часто сводится только к добыче газа и конденсата, а запасы нефти игнорируются [5].

Отмечается, что подобная стратегия разработки нефтегазоконденсатных месторождений является самой неэффективной [3]. При разработке нефтегазовых пластов стремятся разделить газовую и нефтяную часть месторождения на два разных объекта и разрабатывать их независимо друг от друга. Для этого в области ГНК создается барьер из воды или раствора ПАА, т.е. осуществляется так называемое барьерное заводнение. Барьерное заводнение наиболее эффективно, если проводится с самого начала разработки месторождения или на начальной стадии разработки, пока давление в газовой шапке снизилось не более чем на 20-30 % [5]. Барьерное заводнение наиболее эффективно в условиях краевых нефтяных оторочек. В случае подошвенных нефтяных оторочек вода может «проваливаться» в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [1, 7].

Выводы подраздела

1. Основные проблемы разработки нефтегазовых залежей (и газовых залежей с нефтяными оторочками) сводятся к следующему:

- практически неуправляемое подтягивание газовых конусов к добывающим нефтяным скважинам и их загазовывание;
- «косая» слоистость продуктивного коллектора;

- опасность больших депрессий и репрессий, которые приводят к расформированию нефтяной оторочки и истощению запасов газа в газовой шапке.

- существенные перемещения ГНК вниз и защемление нефти (расширение газовой шапки) при отборах нефти;

- смещение оторочки вверх и, как следствие, ее размазывание при добыче газа из шапки;

- выпадение конденсата при добыче газа.

2. Разработка запасов нефти в подгазовых оторочках является значительно более сложным мероприятием, чем добыча нефти из обычных нефтяных месторождений, а методы разработки запасов нефти из подгазовых оторочек нефтегазовых месторождений развиты значительно в меньшей степени, чем методы разработки обычных нефтяных месторождений.

1.2 Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири.

Многие газоконденсатные залежи месторождений Восточной Сибири, освоение которых начнется в ближайшие годы, либо уже начались совсем недавно, характеризуются наличием нефтяной оторочки – нефтяной части газонефтяной или газоконденсатно-нефтяной залежи, размеры и геологические запасы которой существенно меньше ее газовой (газоконденсатной) части. По условиям залегания выделяют: сплошные нефтяные (т.е. подстилающие газоконденсатную область залежи) и кольцевые, или окаймляющие (нефть залегает в виде узкого кольца или цепочки фрагментов кольца), оторочки.

Нефтяные оторочки могут иметь разное происхождение. Конденсационные оторочки формируются в пластовых условиях за счет ретроградной конденсации из сжатых газов части растворенных жидких углеводородов. Остаточные нефтяные оторочки образуются в результате обратного испарения. Выделяются также оторочки смешанного типа.

Основные типы газоконденсатных залежей представлены на рисунке 1.4.

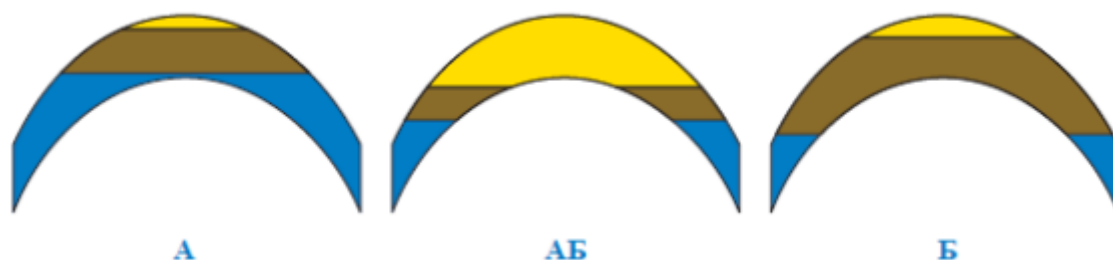


Рис. 1.4 - Основные типы газоконденсатных залежей с оторочками:

А – массивная (с подстилающей оторочкой или нефтяная с газовой шапкой);

АБ – пластовая (с кольцевой оторочкой); Б – пластовая (с подстилающей оторочкой и газовой шапкой)

Нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи с тонкими нефтяными оторочками относятся к залежам углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Как известно, при традиционной схеме разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения коэффициент извлечения нефти (КИН) по таким объектам находится в лучшем случае на уровне ~ 10 %. В то же время при освоении нефтяных оторочек традиционные технологии поддержания пластового давления методом заводнения оказываются малоэффективными. Поэтому усилия исследователей в настоящее время направлены на поиск инновационных решений, обеспечивающих более высокие КИН.

Проблемам разработки залежей с нефтяными оторочками посвящено много научных публикаций [8–20]. Эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками зависит от многих факторов:

- степени разведанности запасов нефти и газа;
- типа залежи; соотношения геологических запасов нефти и газа, их абсолютных значений;
- содержания конденсата в пластовом газе;

-уровня технической оснащенности нефтегазодобывающей промышленности;

-технико-экономической политики в области нефтегазодобычи и др.

При этом основное влияние на КИН оказывают высота этажа газоносности и соотношение объема газонасыщенной части к объему нефтенасыщенной части залежи. Чем больше это соотношение, тем ниже получаемый КИН [8].

Особенности геологического строения таких залежей обуславливают различные осложнения в ходе разработки, связанные с локальной и общей деформацией водонефтяных и газонефтяных контактов (ВНК, ГНК), потерей значительных объемов нефти в обводненных и газонасыщенных зонах пластов и даже частичным или полным расформированием запасов залежи. В итоге КИН нефтяных оторочек оказывается крайне низким.

По характеру воздействия на нефтяную оторочку в ходе ее освоения выделяют четыре группы воздействий:

- 1) отделение оторочки от газовой шапки (барьерные методы);
- 2) переформирование оторочки (смещение или испарение);
- 3) удержание оторочки в динамическом равновесии;
- 4) вытеснение нефти из оторочки.

Известны различные способы разработки залежей с нефтяными оторочками: на истощение:

- с поддержанием пластового давления;
- с консервацией газовой части залежи;
- с консервацией нефтяной оторочки;
- с одновременной разработкой газовой и нефтяной залежей

По мнению многих специалистов, условием достижения высокого КИН является создание в пласте разделительного слабопроницаемого экрана между нефтяной оторочкой и вышерасположенной газонасыщенной частью

коллектора. При создании экрана на уровне ГНК становится возможной разработка нефтяной оторочки как аналога отдельной нефтяной залежи.

Технологические проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири более подробно рассматриваются на примере ботубинской залежи Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Продуктивными отложениями Чаяндинского НГКМ, являются отложения ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов венда. По геологическому строению эти залежи углеводородов сложные, пластовые, литологически и тектонически экранированные.

На месторождениях с относительно небольшими запасами нефтяных оторочек зачастую принимается решение в пользу опережающей разработки газовой части. Например, на Оренбургском месторождении нефтяная оторочка, размещенная в крыльевой части складки, разрабатывалась после начала разработки газовой части, что привело к ее расформированию и безвозвратным потерям части запасов [13]. Как отмечается в ряде работ, опережающая разработка газоконденсатной зоны залежи без отбора нефти обычно является неэффективной поскольку приводит к наибольшим потерям нефти в пласте в результате ее миграции в газонасыщенную часть залежи.

Что касается одновременной разработки нефтяной части залежи и газовой шапки, то эта схема может оказаться эффективной для залежей в высокопроницаемых коллекторах с явным преобладанием нефтенасыщенного порового объема над газонасыщенным и активными пластовыми водами. В этом случае отбор газа позволяет преобразовать нефтегазоконденсатную залежь в нефтяную. Такому процессу также способствует и наличие в газоконденсатной зоне выпавшего ретроградного конденсата. При отсутствии указанных условий одновременная разработка нефтяной и газовой частей залежи, как и первоочередная разработка газовой шапки, приводят к серьезным рискам потери запасов нефти [12].

При невозможности создания разделительного экрана между нефтяной и газоконденсатной частями залежи первоочередной ввод в эксплуатацию нефтяной оторочки с временной консервацией газовой шапки принципиально позволяет получить большую величину КИН, чем другие возможные варианты. Однако режим разработки оторочки без поддержания пластового давления может быть эффективен только при наличии активной связи с законтурной водоносной областью (т.е. при реализации упруговодонапорного режима). Тогда при малой вязкости нефти, большом наклоне пластов и высокой проницаемости коллектора, т.е. условиях, благоприятных для гравитационного разделения нефти и газа, на малых депрессиях (малых отборах жидкости) возможен равномерный охват пластов вытеснением (режим расширения газовой шапки). При этом следует подчеркнуть, что разработка нефтяных оторочек на естественных режимах даже при благоприятных фильтрационно-емкостных свойствах пород коллекторов занимает длительный период времени из-за необходимости вести разработку с небольшими депрессиями и малыми дебитами при уменьшающейся толщине оторочки. Однако длительная разработка нефтяной оторочки приводит к консервации запасов газовой части и, соответственно, ухудшению технико-экономических показателей.

Реализовывать режим разработки без поддержания пластового давления (естественный режим истощения) при освоении тонких нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений нецелесообразно по следующим причинам.

1. Малый этаж нефтеносности и отсутствие пластов с крутыми углами падения (что могло бы теоретически обеспечить высокие коэффициенты нефтеотдачи при вытеснении нефти газом в сочетании с действием гравитационных сил).

2. Отсутствие обширной нефтяной зоны с хорошей гидродинамической связью с водонапорной областью, обеспечивающей преимущественное вытеснение нефти водой.

3. Наличие высокой анизотропии по проницаемости и предположительно высокопроводящих пропластков (суперколлекторов), а также небольшого этажа нефтеносности, что будет способствовать преждевременным прорывам газа к эксплуатационным нефтяным скважинам.

4. Наличие неактивных подошвенных вод.

5. Аномально низкое пластовое давление в залежи и, следовательно, ее низкий энергетический потенциал.

В связи с вышеизложенным для разработки газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками необходимо проанализировать возможности методов искусственного поддержания пластового давления, включающих: законтурное и внутриконтурное заводнение, закачку газа в газоконденсатную шапку и комбинированное воздействие (сочетание законтурного и барьерного заводнения и др). При этом в зависимости от ситуации возможны различные модификации этих методов.

Сразу подчеркнем, что при разработке нефтегазоконденсатных залежей применение методов разработки, основанных на нагнетании в пласт воды для поддержания давления и вытеснения нефти, имеет ряд существенных ограничений, а при плохих коллекторских свойствах пород пласта оно вообще исключается. Способы поддержания пластового давления при разработке нефтяных оторочек газоконденсатных залежей методами закачки газа в газовую шапку или нефтяную зону предполагают наличие значительного этажа нефтеносности, малой вязкости нефти или повышенного содержания конденсата [15].

В то же время такие методы воздействия, как раздельное нагнетание воды и газа или водогазовой смеси, для повышения нефтеотдачи залежей с нефтяными оторочками зачастую достаточно эффективны.

Однако вариант с заводнением, по данным работы [17], уступает варианту с закачкой газа по ряду технических и технологических условий. При заводнении возможен прорыв закачиваемой воды в газонасыщенную часть разреза, что отрицательно скажется на выработке запасов газа и

усложнит весь технологический процесс добычи газа и его первичную подготовку. Применение заводнения для разработки нефтяной оторочки потребует дополнительного обустройства для организации объектов поддержания пластового давления и обезвоживания нефти. В результате обводнения добываемой продукции потребуется перевод скважин на механизированную добычу нефти. Кроме того, как отмечается в работе [18], при вытеснении нефти водой из тонких подгазовых оторочек вязкой нефти (свыше 10 сП) высока вероятность получения очень низких КИН (на уровне нескольких процентов).

Эффект от одновременного нагнетания воды и газа в пласты (т.е. от вытеснения водогазовой смесью) связан с повышением охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Как экспериментально установлено [18], повышение степени дисперсности смеси воды и газа повышает эффективность вытеснения нефти в послепрорывной период. Существенным ограничением для водогазового воздействия является малая толщина нефтяной оторочки (согласно работе [16], рекомендуемая толщина пласта – более 25 м), а для полимерного заводнения – высокая минерализация пластовой воды.

В практике добычи нефти из нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. В случае с подошвенной оторочкой закачиваемая вода достаточно быстро поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [19]. В некоторых случаях получены положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи (например, на Самотлорском месторождении) [14].

Различают три вида барьерных методов:

- 1) создание жестких барьеров (с нулевой проницаемостью);
- 2) полужестких (с резко пониженной проницаемостью);
- 3) водяных (барьерное заводнение).

Разновидностью полужестких барьеров являются полимерные экраны, создающиеся на контакте «нефть – газ» в результате закачки в скважины (без гидроразрыва) растворов, первоначально обладающих невысокой вязкостью, которая со временем существенно возрастает, обеспечивая закупоривающее действие [9]. Эффективность создания барьера между нефтяной и газовой зонами при разработке месторождений с нефтяными оторочками вводом полимера низкой концентрации отмечают многие специалисты. Основное свойство полимеров состоит в загущении воды, что приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленным различием вязкостей и неоднородностью пласта. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои. Далее за счет двух эффектов - повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Достаточно высокая нефтеотдача может быть достигнута только в случае вытеснения нефти агентами, вязкость которых (μ_a) выше вязкости нефти (μ_n в 1,5÷2 и более раз). Максимальный эффект обеспечивается при условии $\mu_a / \mu_n \sim 3$. При вытеснении нефти традиционными агентами – водой или газом – наблюдается не только существенно меньшая по сравнению с применением двухфазных водогазовых смесей (вода – азот, вода – углеводородный газ) или водных растворов полиакриламида (ПАА) допрорывная нефтеотдача, но и крайне незначительный прирост добычи после прорыва агента. Методами физического моделирования была установлена высокая эффективность вытеснения нефти водными растворами

ПАА низкой концентрации и водо-метановой смесью при различных соотношениях жидкой и газовой фаз [18].

В то же время у методов создания полимерных экранов существуют определенные недостатки. Технически трудно избирательно закачать агенты в пласт таким образом, чтобы они распространялись только вдоль контакта «нефть – газ». Направленная закачка агентов (полимерного раствора) на большие расстояния вглубь пласта практически невозможна. Особенно это трудно сделать в пластах с пологим залеганием, где протяженность контактной поверхности между газонасыщенной и нефтенасыщенной зонами значительна. Возможно и взаимодействие агентов вне контакта «нефть – газ», что приведет к негативному результату - закупорке продуктивной части пласта и снижению его проницаемости [9].

Полимеры являются дорогостоящими реагентами, то для уменьшения затрат на увеличение нефтеотдачи существенный интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. К таким методам прежде всего относится закачка пены, которая, как известно, резко снижает фазовую проницаемость нефти и газа. По этой технологии раствор поверхностно-активного вещества (ПАВ) закачивается на уровне ГНК, и пена образуется при фильтрации газа через ПАВ [9]. Таким образом, увеличение охвата залежи происходит не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти. Применение пенных систем тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта по проницаемости и соотношению вязкостей нефти и вытесняющего агента (воды или газа). При использовании этой технологии также следует учитывать риски, связанные с гидратообразованием.

В связи с вышеизложенным представляет интерес подход к разработке нефтегазовых залежей, заключающийся в создании на уровне ГНК неподвижного экрана и затем увеличивающегося в размерах жидкостного (водяного) барьера [19]. Назначением неподвижного экрана является

предотвращение прорыва в зону дренирования воды, закачиваемой в ходе создания жидкостного барьера; водяного экрана - разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки (т.е. недопущение прорывов газа к скважине), а также поддержание пластового давления

В качестве примера рассмотренна последовательность реализации этой технологии в случае вертикальной скважины [19]. До начала эксплуатации добывающей скважины в межтрубном пространстве на уровне ГНК устанавливается пакер. По затрубному пространству в область газоносности нагнетается гелеобразующий раствор, который, растекаясь вдоль ГНК, создает непроницаемый (слабопроницаемый) экран заданного размера по латерали. Затем (также по затрубью) в область газоносности начинается закачка воды для формирования жидкостного барьера. Спустя некоторое время с момента закачки воды приступают к добыче нефти из нефтяной оторочки. При этом закачка воды продолжается. Жидкостной барьер оттесняет газ все дальше от забоя скважины, предотвращая его прорыв к скважине.

В качестве альтернативы могли бы рассматриваться водные растворы силиката натрия (жидкое стекло), образующие в пласте силикатные гели, которые способствуют увеличению коэффициента охвата вытеснением за счет повышенной вязкости растворов и затрудняют прорывы газа или воды. Гели обладают селективными свойствами и регулируемым временем образования (загеливания). Однако и эта технология имеет ряд недостатков и ограничений: сложность избирательной закачки композиции вдоль контакта «нефть – газ» вглубь пласта на большие расстояния; довольно высокая стоимость химреагентов; сложность подготовки закачиваемых растворов; ограниченность водных ресурсов. Неблагоприятным фактором для использования рассматриваемой технологии является также высокая минерализация пластовых вод.

1.3 Применение экранов и барьеров при разработке запасов нефти из подгазовых зон нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений

Прорывы газа и, в меньшей степени, воды являются теми факторами, которые определяют низкие КИН и экономику при разработке газонефтеконденсатных месторождений. Теория разработки нефтяных месторождений показывает, что возможен такой дебит по нефти, при котором прорыв газа происходит через длительный период эксплуатации скважины, т.е. разработку запасов нефти можно вести в безгазовом режиме (или при небольшом газовом факторе). Однако обычно дебит скважин при безгазовом режиме настолько мал, что это экономически неоправданно (даже в случае использования горизонтальных скважин).

Замедлить прорыв газа и/или увеличить безгазовые дебиты скважин можно с помощью водяных барьеров и гелевых экранов в области ГНК. Данные, представленные на рисунке 1.4, хорошо иллюстрируют физический смысл экранов и барьеров в области ГНК (на рисунке 1.4 представлен метод одновременного создания гелевого экрана и водяного барьера в области ГНК [1]). Создание экранов на уровне ГНК не всегда оправдывает себя, т.к. если неподвижный экран (барьер) не проницаем для газа, то газ рано или поздно прорывается к забою эксплуатационной скважины, обойдя экран.

В работе [1] предложен следующий подход к разработке нефтегазовых месторождений, который объединяет достоинства плотного экрана и водяного барьера, т.е. создается прочный экран на уровне ГНК и, затем, значительный по размерам водяной барьер.

В случае вертикальной скважины технология реализуется следующим образом (рисунок 1.5). До начала эксплуатации добывающей скважины в межтрубном пространстве на уровне ГНК устанавливается пакер. По затрубному пространству в область газоносности нагнетается, например, раствор геля. Раствор геля растекается вдоль ГНК, загеливается, и в

результате образуется непроницаемый (слабопроницаемый) экран заданного размера.

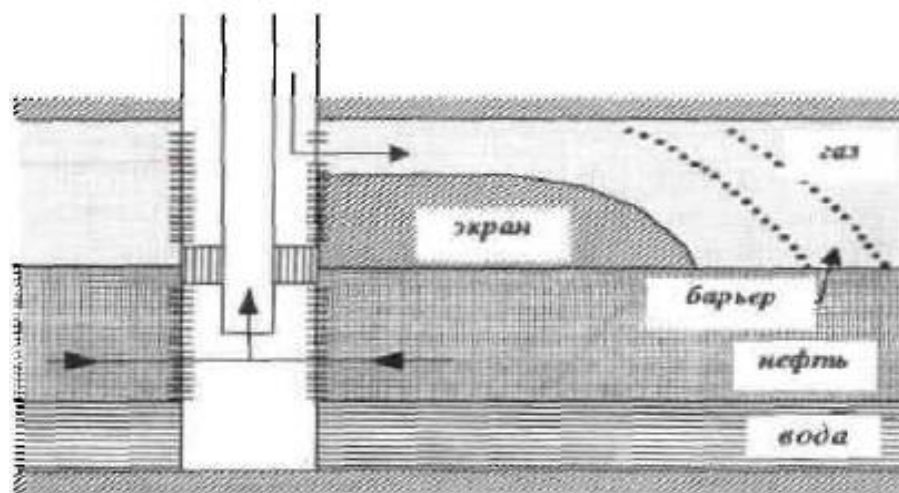


Рис. 1.5 - Схема технологического решения в случае использования вертикальных скважин

Затем начинается закачка воды по затрубному пространству в область газоносности с целью формирования жидкостного барьера. Спустя некоторое время с момента закачки воды приступают к добыче нефти из нефтяной оторочки. При этом закачка воды продолжается. Жидкостной барьер оттесняет газ все дальше от забоя скважины, предотвращая прорыв его к скважине.

В случае применения горизонтальных скважин из одной вертикальной скважины бурится два горизонтальных ствола (рисунок 1.6). Один ствол располагается в области газоносности над ГНК, а другой - в зоне нефтеносности, на оптимальном расстоянии от ВНК. Через верхний ствол осуществляется закачка агента с целью создания экрана на уровне ГНК (рисунок 1.7). Затем через этот же ствол производится нагнетание воды для образования жидкостного барьера. Нижний ствол предназначен для добычи нефти, которая начинается спустя некоторое время с момента формирования жидкостного барьера.

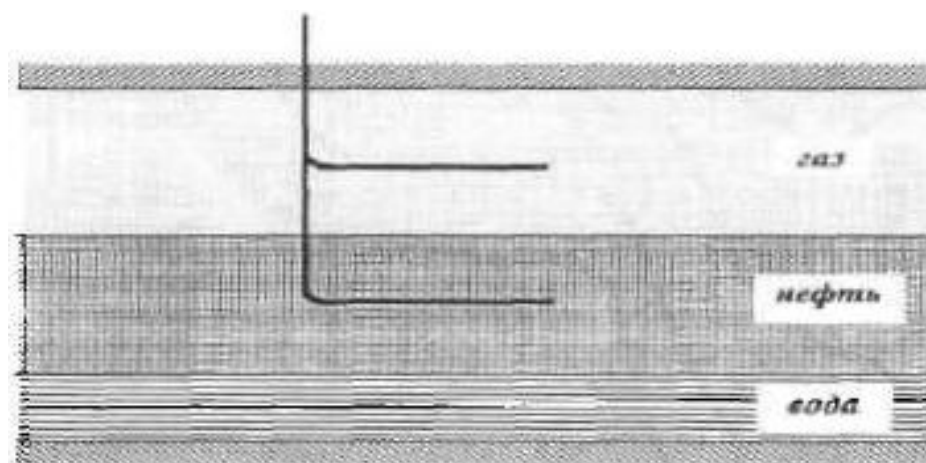


Рис. 1.6 - Расположение нагнетательного и добывающего стволов в случае использования горизонтальных скважин

Согласно [1], процесс создания гелевого экрана представляет собой самостоятельную проблему. Моделирование процесса создания гелевого экрана показало, что при закачке гелевого раствора с определенным временем загеливания через верхний горизонтальный ствол происходило неконтролируемое «намерзание» гелевого экрана вблизи нагнетательного ствола. Гелевый экран нарастал во времени с весьма причудливой конфигурацией без какого-либо стремления расположиться на уровне ГНК. Существует необходимость разработки методов регулирования процесса формирования гелевого экрана за счет изменения времени гелеобразования раствора и скорости его закачивания.

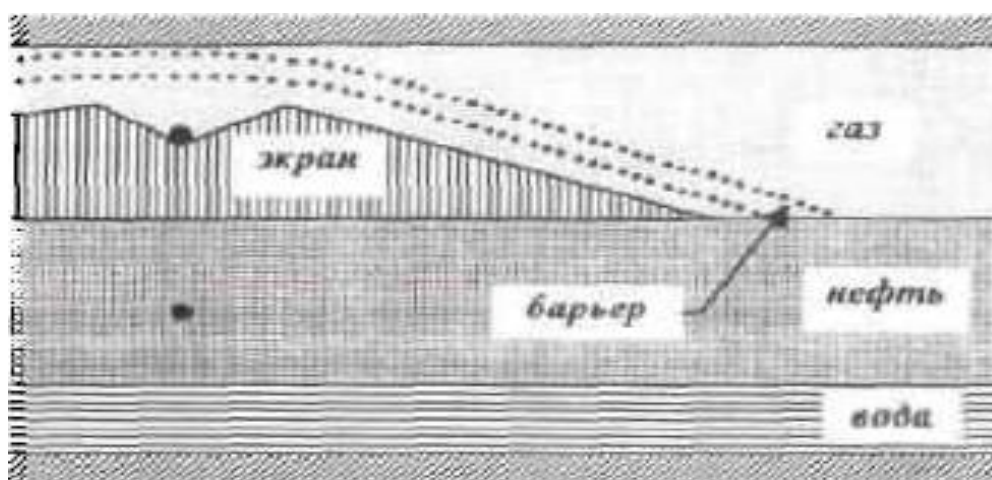


Рис. 1.7 - Схема технологического решения в случае применения горизонтальных скважин

Для создания гелевых экранов могут быть использованы различные химические системы и реагенты, подробно описанные в работах [10-12]. Наиболее подходящими являются гелеобразующие составы, образующие гели «in situ», т.е. в результате реакций, протекающих в растворе, а именно, сшитые полимерные системы (СПС) (раствор полиакриламида с концентрацией около 0,2 % + сшиватель).

Необходимо также рассмотреть проблему борьбы с прорывом газа при добыче нефти из нефтегазовых месторождений. На многих месторождениях наблюдается рост газовых факторов из-за прорыва газа из газовых шапок. Для снижения газового фактора согласно [13] можно использовать периодическую закачку нефти выше интервала отбора нефти. Механизм действия данного технологического приема заключается в снижении фазовой проницаемости для газа. В работе [14] для борьбы с прорывным газом предполагается использовать закачку гелеобразующего состава в призабойной зоне пласта (ПЗП) добывающих скважин. Следует отметить, что проблема восстановления работы нефтяных скважин после прорыва газа является очень актуальной, однако малоизученной.

Выводы подраздела

1. В нашей стране имеются впечатляющие запасы нефти и газа в нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежах, разработка которых ведется медленно и малоэффективно. Одной из главных проблем является прорыв газа в ПЗП, скважины начинают работать с повышенным газовым фактором, возникает угроза полного загазовывания добывающих скважин и их остановка.

2. Методы газоизоляции в области ГНК нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений мало изучены, работы находятся на «теоретическом» уровне, очень мало экспериментальных исследований и отсутствует промысловый опыт. Перспективными являются исследования, направленные на создание экранов и барьеров в области ГНК, а также на

борьбу с прорвавшимся в ПЗП нефтяных скважин газом из газовой шапки (снижение ГФ нефтяных скважин).

ГЛАВА 2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа Красноярского края. Владелец лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа является ЗАО «Ванкорнефть».

Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск. Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км (рис. 2.1).

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1 747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние автодороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Железнодорожного сообщения в районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и ст. Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на

прокачку объемов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

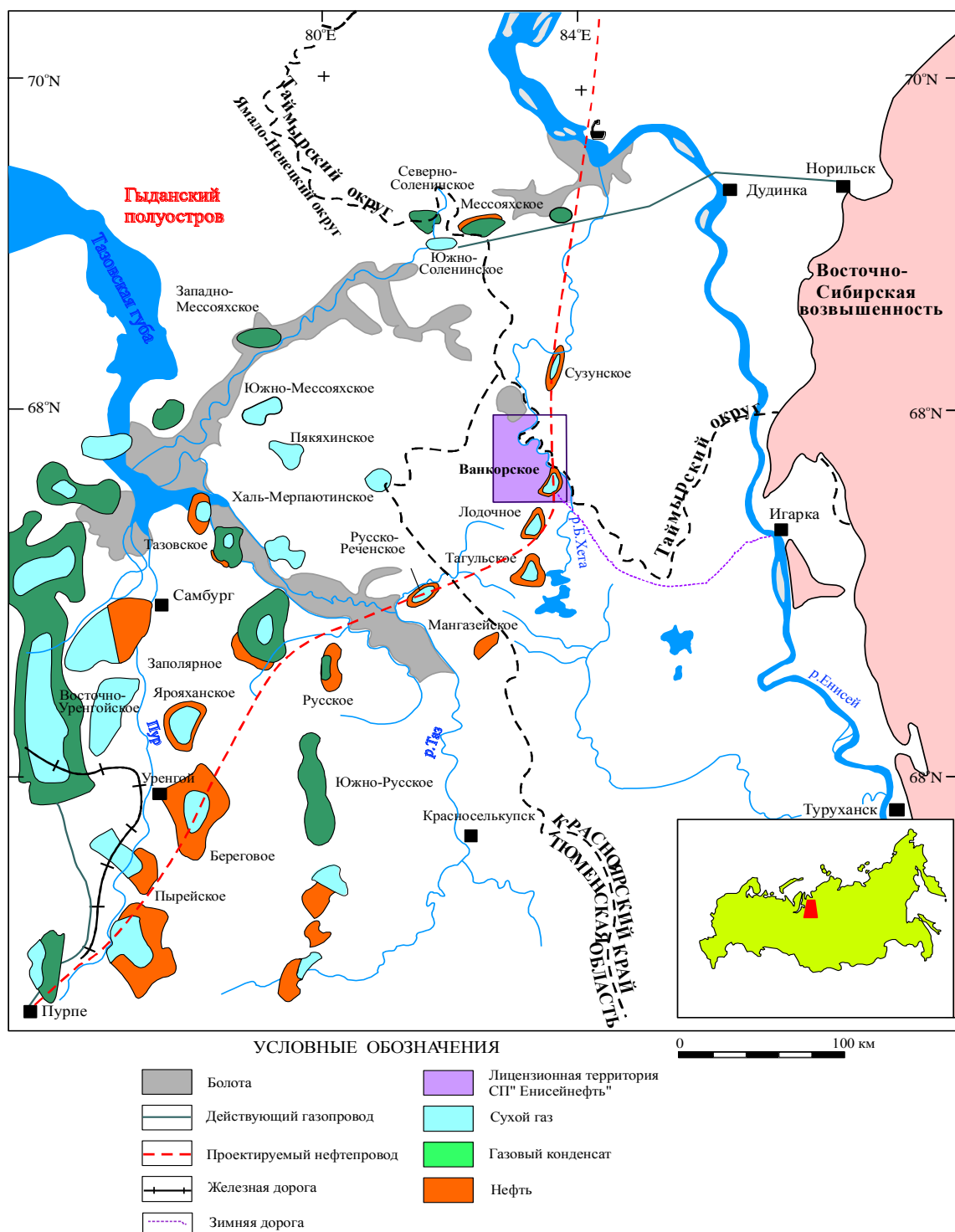


Рис. 2.1 – Обзорная карта района месторождения

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20 - 60 м, макс. 100м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются

многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы (сопки) высотой до 100 м.

Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Река Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2,0 м, скорость течения 0,3 - 0,5 м/сек.

Самые крупные озера имеют площадь 15 - 20 км². Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой осуществляется из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений определено, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470 - 575 м, при средней их температуре - 2,5°C.

Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7°C при средней многолетней температуре этого региона -8,7°C.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37 - 2,78 °C/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°C и 68°C.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: -10 , -11°C . Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле $+16^{\circ}\text{C}$, в отдельные дни до $+30^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°C , а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C .

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение рассматривается, как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом [21].

2.2 Характеристика рассматриваемого объекта

Газонефтяная залежь пластов НХ III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой. Тип коллектора терригенный, поровый. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2 725 м - 2 785 м на абсолютных отметках $-2\ 670$ м - 2 729 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт (ВНК) принят на абсолютных отметках минус 2 753 м – 2 760 м, газо-водяной контакт (ГВК) принят на отметках минус 2 721 м - 2 927 м, газонефтяной контакт (ГНК) 2716м. Стратиграфический разрез представлен на рисунке 2.3.

В интервале пласта можно выделить 3 основных пропластка, сильно отличающихся по ФЕС (рисунок 2.2):

- 1) Нх-III верхний пропласток, имеет низкую проницаемость, с небольшой частью включений улучшенной проницаемости.
- 2) Суперколлектор (СК) – центральный интервал пласта, высокая проницаемость (более 400 мД), вносит наибольший вклад в текущую добычу

нефти с объекта.

3) Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно не высокая проницаемость (около 30 мД), на севере залежи полностью водонасыщен. Запасы нефти в данном пропластке находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта[21].

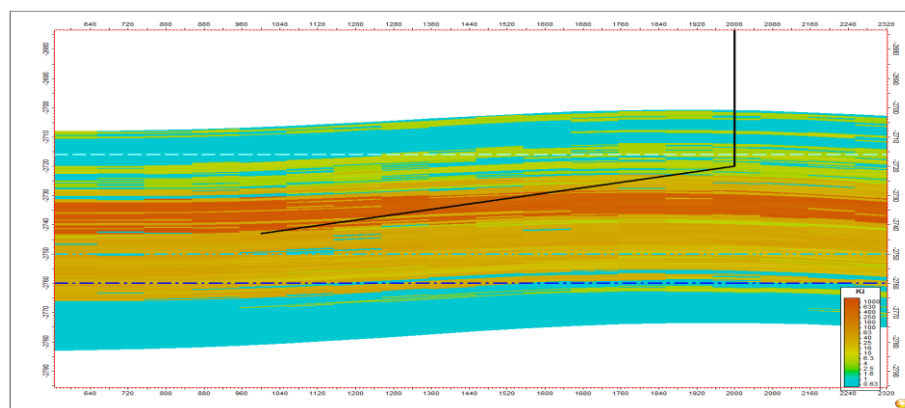


Рис. 2.2 - Проницаемость пласта Нх-III-IV

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале $0,677 - 0,742 \text{ г/см}^3$ (среднее значение - $0,701$), вязкость динамическая $0,74 - 4,76 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (среднее - $0,90$), газосодержание $155,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения $26,3 \text{ МПа}$, объемный коэффициент $1,38$.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет $0,850 \text{ г/см}^3$. Нефть малосернистая ($0,01 - 0,176\%$, в среднем $0,112\%$), малосмолистая ($3,66 - 7,35\%$, в среднем $6,51\%$), парафиновая ($2,17 - 5,66\%$, в среднем $3,33\%$) [21].

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает $30,2\%$, проницаемость $1\ 387 \text{ мД}$. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет $17,9\%$, а средняя проницаемость – $50,1 \text{ мД}$.

Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% .

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8%, средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8%.

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Принятое начальное пластовое давление 27,3 МПа, среднее значение пластового давления по залежи 27,3 МПа, минимальное значение 26,8 МПа, максимальное значение 27,6 МПа.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2 755 м - 2 761 м и 2 768 м – 2 777 м получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут. на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4 скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10).

Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут. (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут. (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4). Размеры залежи 22 x 7 км, высота газовой шапки около 70 м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

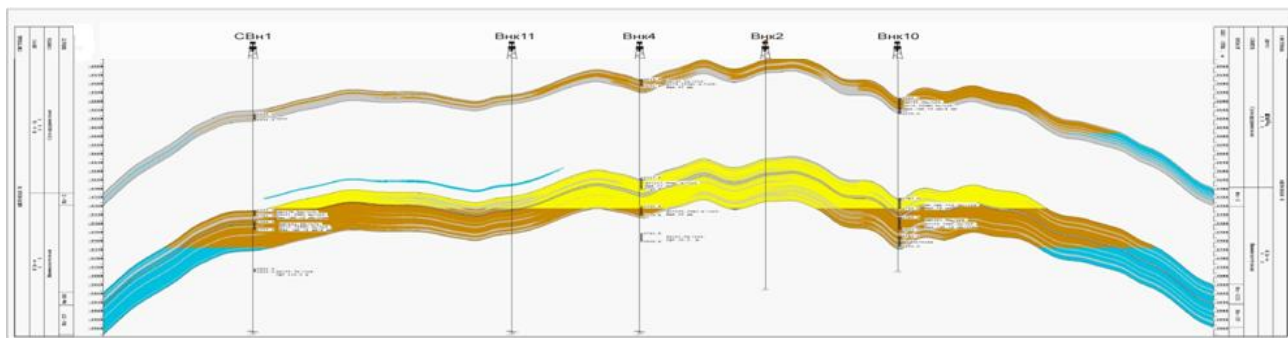


Рисунок 2.3 – Стратиграфический разрез

По залежи пластов Нх–III-IV начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС₁ составляют 341 356 тыс.т. КИН составляет 0,407.

Запасы растворенного газа начальные геологические BC_1C_2 62 980 млн m^3 . Запасы газа газовой шапки пласта Нх–III-IV по категории C_1 составляют 45 622 млн. m^3 . Запасы конденсата и коэффициент извлечения конденсата (КИК) равны 8139/5808 тыс.т начальные геологические/извлекаемые, КИК 0,708 д.ед. По результатам проведенных газоконденсатных исследований определено содержание стабильного конденсата в газе газовой шапки залежи Нх-III-IV и составляет 172,8 г/ cm^3 . На рисунке 2.4 приведена диаграмма распределения запасов по пластам[21].

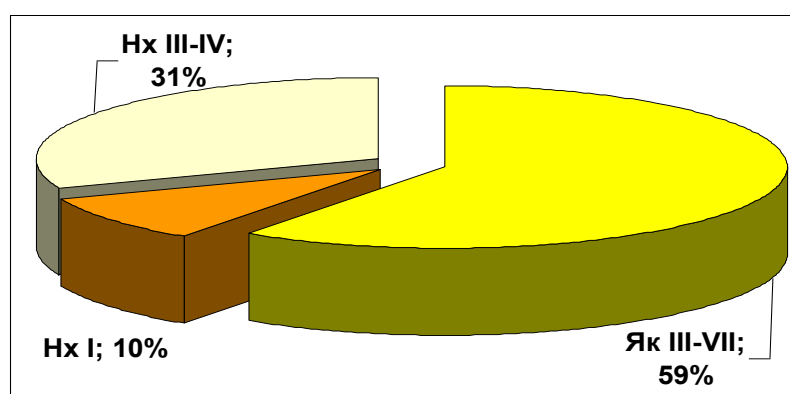


Рисунок 2.4 – Процентное содержание запасов по пластам

Краткая геолого – физическая характеристика месторождения представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика

Пласты	Як III-VII	НХ I	НХ III-IV
Тип коллектора	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый
Средняя глубина залегания, м	1 670	2 670	2 780
Площадь, тыс. м ²	271 480	384 920	301 410
Нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Газонасыщенная толщина, м	5,9	-	16,5
Проницаемость, мД	480	20	240
Средняя пористость, доли. ед.	0,27	0,2	0,2
Начальное пластовое давление, атм.	159	254	271
Давление насыщения, атм.	159	254	271
Газосодержание, м ³ /т	61	202	211
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,422	1,458
Плотность нефти (с.у.), кг/м ³	902	823	845
Вязкость нефти (п.у.), сПз	8,9	0,7	0,7
Плотность газа (с.у.), кг/м ³	0,7	0,84	0,89
Содержание парафинов в нефти, % масс.	0,9	7	4,6
Содержание смол в нефти, % масс.	7	3,4	5,8
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	0,1	<0,1	0,1
Содержание серы в нефти, % масс.	0,2	0,1	0,1
Извлекаемые запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	323	47,9	149,3 / 4,8

2.3 Мероприятия по остановке газонагнетательного фонда.

Исследование циклического воздействия на залежь НХ III-IV скважинами газонагнетательного фонда.

Объект разрабатывается блочно-квадратной сеткой с наклонно-направленной нагнетательной скважиной в центре ячейки образованной горизонтальными скважинами (расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной 1000 м) на севере и центральной части залежи и рядной сеткой в подгазовой зоне объекта.

В настоящее время на объекте действует комбинированный режим разработки, который включает в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – оказывает значительное влияние на процесс разработки, один из основных источников пластовой энергии. Так же ведется закачка газа в ГШ через систему газонагнетательных скважин;
- Упругий водонапорный режим – оказывает слабую поддержку пластового давления по краям залежи;
- Жесткий водонапорный режим – оказывает значительный вклад в процесс разработки за счет поддержания пластового давления системой водонагнетательных скважин.
- Режим растворенного газа – по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения также составляет значительную часть пластовой энергии.

На рисунке 2.5 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки, является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (давление в газовой шапке снижается, и может оказаться ниже, чем в нефтенасыщенной зоне), и в полнее предсказуемо то, что произойдет последующая фильтрация нефти в газовую шапку, что приводит к потере извлекаемых запасов нефти, нефть размажется по

газонасыщенным породам. Также теряется часть извлекаемых запасов, при образовании конусов газа, уменьшается площадь охвата по пласту, закачанный газ через газонагнетательный фонд, прорывается частично в добывающие скважины, тем самым принося меньший эффект при охвате пласта воздействием. Существует угроза полного газозавывания скважин и вывод их из работы.

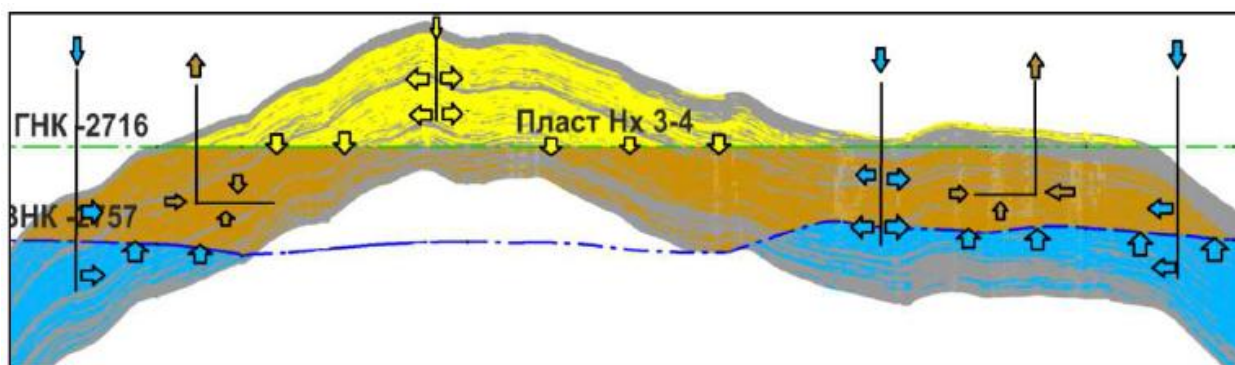


Рис. 2.5 - Принципиальная схема процесса разработки залежи НХ-III-IV

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК.

В 2015 году были проанализированы в динамике данные СО каротажа в наблюдательной скважине № 13Д находящейся в подгазовой зоне. Стоит отметить смещение ГНК вниз на 1 м, что свидетельствует о расширении газовой шапки и низкой вероятности миграции запасов нефти в ГШ.

Исследование на нефтегазоконденсатной залежи НХ III-IV проводилось в два этапа. Первый этап включал в себя остановку всех шести газонагнетательных скважин, второй же этап включал в себя циклическое воздействие, отключали одну часть скважин с южной стороны купола, северная часть купола и центральная оставались в работе, затем наоборот.

В августе-сентябре 2016 года проводились мероприятия по остановке всех газонагнетательных скважин, их цель заключалась в следующем:

1) провести ГДИ (запись Рзаб) газонагнетательных скважин с целью выявления наличия жидкой фракции ниже интервала перфорации (5 скважин);

2) При выявлении жидкой фракции ниже интервала перфорации провести на скважине очистку зумпфа и освоение азотированием при помощи ГНКТ;

3) Согласно графика ГДИС на август провести запись КПД и Рпл на газонагнетательных скважинах;

4) По скважинам, неохваченным работами с ГНКТ, произвести очистку ПЗП депрессией (отработкой на факел)

Параллельно проводились мероприятия по добывающим скважинам, был осуществлен ежесуточный контроль работы скважин подгазовой зоны с большим дебитом ПНГ (замер $Q_{\text{нефти}}$, $Q_{\text{пнг}}$, ГФ). По скважинам без замерных установок на кустовых площадках производились замеры дебитов МЗУ Шлюмберже до остановки (11-16.08.16) и во время остановки (19-21.08.16) газонагнетательного фонда.

На рисунке 2.6 построен график приемистости газонагнетательных скважин с января по август 2016 года.



Рис. 2.6 - Приемистость газонагнетательных скважин

Реакция на остановку газонагнетательного фонда отслеживалась на 33 окружающих добывающих скважин, входящих в подгазовую зону.

При остановки газонагнетательных скважин в целом по залежи было замечено снижение дебитов жидкости, нефти и газа, в среднем снижение по дебиту нефти составило 123 т/сут. рисунок 2.7, максимальное снижение дебита по попутному нефтяному газу было достигнуто 13 октября 2016 года и составило -779 тысяч м³/сутки. Максимальное снижение по дебиту жидкости было достигнуто 28 сентября 2016 года и составило -358 м³/сутки. Максимальное снижение по дебиту нефти было достигнуто 13 ноября 2016 года и составило - 219 т/сутки.

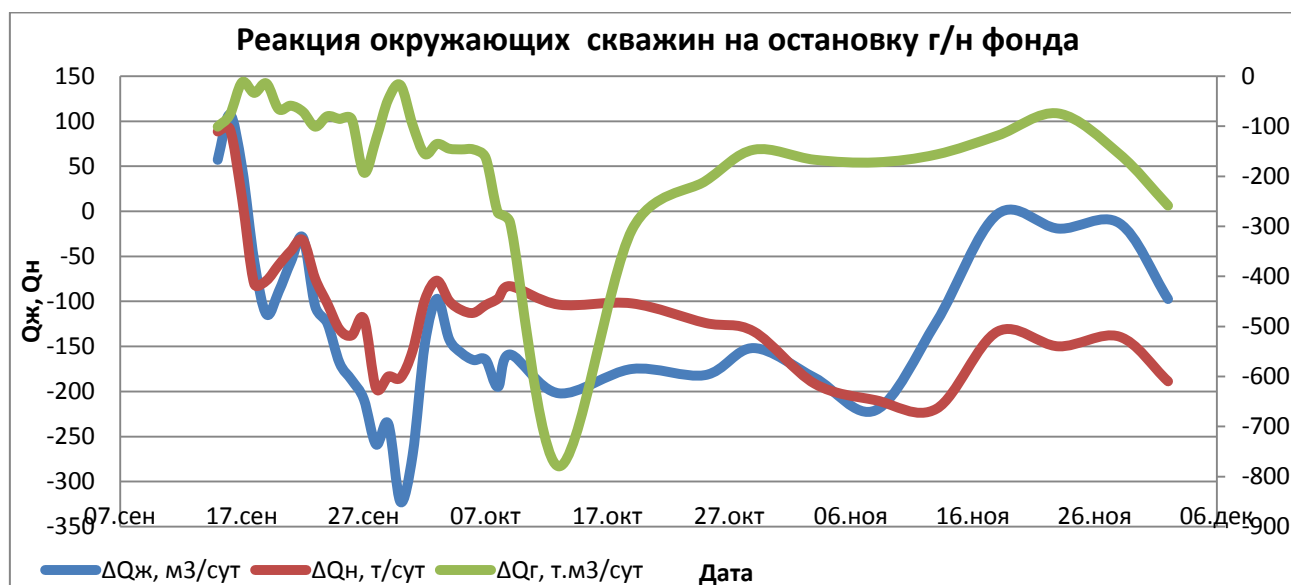


Рис. 2.7 - Реакция окружающих скважин на остановку газонагнетательного фонда

На ряде скважин, остановка газонагнетательных скважин сказалась положительно, получен прирост по дебиту жидкости и дебиту нефти, снижен дебит по газу (данные приведены в таблице 2.2). Объясняется это тем, что в результате прекращения закачки газа в газовую шапку, давление в ГШ снизилось и газ перестал попадать в призабойную зону пласта добывающих скважин через высокопроводящие каналы. Тем самым произошло увеличение площади дренирования запасов, и дебиты скважин возросли. Образованный газовый конус уменьшает площадь дренирования и тем самым оттесняет жидкость от призабойной зоны пласта, с увеличением времени,

если ничего не предпринять, может произойти полное загазовывание добывающей скважины и она перейдет на добычу одного газа, что недопустимо и в итоге будет приниматься решение о её консервации.

Таблица 2.2 - Реакция окружающих скважин на остановку газонагнетательного фонда.

Номер		Изменение				
Куст	Скважина	dQ _ж	dQ _н	dQ _г	ГФ до	ГФ после
		м ³ /сут	тн/сут	м ³ /сут	м ³ /т	м ³ /т
3	27Е	5	4	-68208	1058	312
15	22Ж	1	1	-37304	5419	4726
15	14Д	26	22	-69606	6138	3795
6Б	23З	5	4	-3622	1994	1910
6Б	25З	27	20	-473	707	559
6Б	27Г	2	1	34086	11123	11615

Из первого этапа мероприятий по остановке газонагнетательного фонда выделились 2 скважины, на которых получен наибольший прирост по дебиту жидкости, нефти и уменьшен дебит попутно добываемого нефтяного газа. На скважине 14Д был получен прирост по дебиту жидкости $dQ_{ж} = 31 \text{ м}^3/\text{сут}$, прирост по нефти составил $dQ_{н} = 27 \text{ тн/сут}$, дебит по газу снизился на 69606 $\text{м}^3/\text{сут}$. На скважине 25И был получен прирост по дебиту жидкости $dQ_{ж} = 27 \text{ м}^3/\text{сут}$, прирост по нефти составил $dQ_{н} = 20 \text{ тн/сут}$, дебит по газу снизился не значительно, на 473 $\text{м}^3/\text{сут}$. Вследствие уменьшения дебита попутно добываемого нефтяного газа на скважин 14Д снизился газовый фактор, до остановки он был равен $\Gamma\Phi=6138 \text{ м}^3/\text{тн.}$, а после прекращения закачки газа в ГШ, газовый фактор стал равен $\Gamma\Phi=3795 \text{ м}^3/\text{тн.}$ По скважине 25З изменение по дебиту ПНГ произошли не значительные, поэтому газовый фактор по данной скважине изменился не значительно $\Gamma\Phi$ до остановки Г/Н фонда 707 $\text{м}^3/\text{тн}$, $\Gamma\Phi$ после остановки Г/Н фонда стал равен 559 $\text{м}^3/\text{тн}$. По остальным же скважинам прирост по дебиту жидкости и нефти составил в среднем не более 3-4 $\text{м}^3/\text{сут}$ - тн/сут . Режимные параметры скважин 14 Д и 25 З до остановки газонагнетательного фонда и после представлены в таблице 2.3 Данные

скважины по отношению к куполу газовой шапки находятся в северной части залежи.

Таблица 2.3 - Реакция параметры скважин 14 Д и 25 З до остановки и после остановки газонагнетательного фонда.

Параметры до остановки г/нагнетательных скважин										
Номер		СЭ	Р затр	Р буф	Р лин	Q нефти	Н ₂ O	Q жид кости	Q газа	Г Ф
Куст	Скважина				атм	т/сут	%	м ³ /сут	т.м ³ /сут	м ³ /т
15	14Д	ФОН	96	66	40	166	1	199	715975	6138
6Б	25И	ЭЦН	41	34	33	72	8	93	50998	707
Параметры после остановки г/нагнетательных скважин										
15	14Д	ФОН	95	67	38	168	1	225	673079	3795
6Б	25И	ЭЦН	41	33	32	92	12	120	44640	559

Второй этап исследований включал в себя циклическое воздействие газонагнетательными скважинами, отключали одну часть скважин с северной части купола (скважины 35 Ж 34 Б), южная сторона купола это скважины 34 А, 35 З, 12 Е, 32 Ж (рисунок 2.8) оставалась в работе, затем цикличность меняют.

Первый цикл остановки произвели 15 сентября 2016 года, остановили скважины 35Ж и 34Б северной части купола, с 17.09.2016 года наблюдается рост дебита нефти по скважине 14 Д, в начальные дни рост составлял по 3-5 тонн нефти в сутки, максимального своего пика дебит нефти достиг 22.09.2016 года и составил 182 тонны в сутки, что на 16 тонн больше её режимного дебита. Дебит ПНГ составил 703495 м³/сутки, что меньше, чем при её технологическом режиме до циклического воздействия, на 12480 м³/сутки.

На скважине 25 З изменения в дебите начались спустя трое суток после отключения газонагнетательных скважин 35 Ж и 34 Б, 18.09.2016 дебит по нефти составил 80 тонн в сутки, что больше от её режима до начала исследований на 8 тонн. При этом дебит ПНГ снизился на 2197 м³/сутки. Своего пика в росте дебита по нефти при данной комбинации работающих и

Ванкорское НХ III-IV

Условные обозначения

- фонтанная
 - фонтанная, остановленная
 - фонтанная, в строительстве
 - ЗДВ
 - ЗДВ, в накоплении
 - ЗДВ, остановленная
 - нагнетательная
 - нагнетательная, остановленная
 - наблюдательная
 - гидрометрическая
 - в консервации
 - ожидание ликвидации
 - ликвидированная
 - проектная добыжающая
 - внешний вх. нх 3-4
 - внутренний вх. нх 3-4
 - внешний пх нх 3-4
 - внутренний пх нх 3-4
 - Траектория
 - Траектория проектная
 - линии равных значений
 - разлом
 - граница лицензионная
 - накопленная добыча воды, тыс. т
 - накопленная добыча нефти, тыс. т
 - накопленная закачка, тыс. м³
 - накопленная закачка газа, метр. м³
 - накопленная добыча газа, метр. м³
 - накопленная добыча конденсата, тыс. т
 - номер скважины
 - макс. добыча воды, тыс. т - макс. добыча нефти, тыс. т - макс. объем газа, метр. м³ - макс. объем конденсата, тыс. т
- В кв. сантиметре 250 тыс. т добычи жидкости
В кв. сантиметре 250 тыс. куб. м закачки воды
- 0,00 10,00 20,00 30,00 м

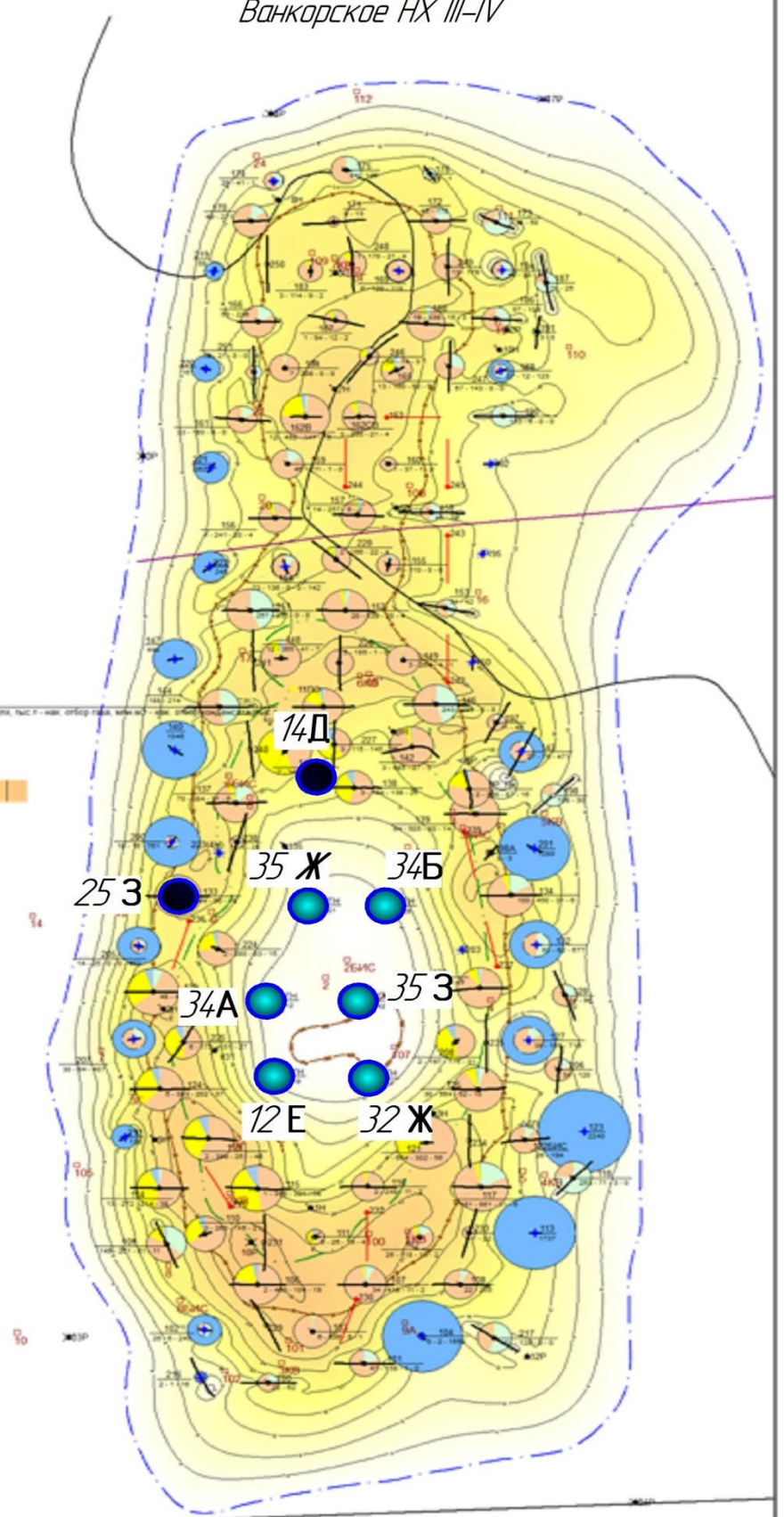


Рис.2.8 - Карта залежи НХ III-IV

остановленных скважинах не достигла и оставалась на уровне $dQ_n = +8$ тонн. Максимальное прибавление по дебиту нефти было получено 25.09.2016 года, когда произвели остановку Г/Н скважины 34 А, при этом Г/Н скважина 34 Б уже на тот момент находилась в работе. Дебит по нефти составил 86 тонн за сутки, что на 14 тонн больше ее технологического режима до исследования. При этом дебит ПНГ на этот период снизился на 4058 м³/сутки.

В общей сложности исследования с циклическим воздействием на залежь газонагнетательными скважинами длились две недели, в ходе исследований была определена зависимость перераспределения давления в газовой шапке, было оценено влияние отключения той или иной скважины, либо группы Г/Н скважин на работу всего добывающего фонда подгазовой зоны. Ежедневно отслеживались рабочие параметры всех скважин входящих в подгазовую зону, так же по ним проводились замеры дебита нефти, жидкости и ПНГ.

Выводы подраздела:

1. В данном случае расширение ГШ (основной источников пластовой энергии) совместно с системой газонагнетательных скважин оказывают значительное влияние на процесс разработки нефтегазоконденсатной залежи НХ III-IV, но мы видим существующую проблему, у нас происходит опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорыва газа из ГШ в добывающие скважины, при опережающем снижении давления в ГШ, нефтяная оторочка может начать смещаться выше отметки ГНК, в результате чего часть запасов нефти может быть потеряна.

2. В результате снижения давления в газовой шапке, некоторые скважины отреагировали положительным приростом по дебиту нефти, что говорит о существующих прорывах газа в добывающие скважины, так называемые газовые конусы. Газовые конусы сейчас развиты в малой степени, со временем прорывы газа будут увеличиваться, если не предотвратить их дальнейшее развитие.

3. Газонагнетательные скважины вносят существенный вклад в разработку залежи, полное отключение их не возможно и не целесообразно, так как при снижении давления в ГШ в результате отключения ГН скважин в целом по залежи было получено снижение добычи нефти на 123 тонны в сутки. Исходя из всего выше сказанного, необходим метод, при котором газонагнетательные скважины будут работать в своём штатном режиме, при этом газовый фактор у добывающих скважин должен быть постоянным и не зависеть в значительной степени от давления в ГШ. Явным тому примером может послужить скважина 14Д, где в результате снижения давления в ГШ, добыча ПНГ снизилась на 10%, газовый фактор значительно уменьшился и был получен прирост по добыче нефти на 17% от ее прежнего технологического режима.

2.4 Анализ методов изоляции газа на нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях

В настоящее время имеется мало литературных источников, касающихся проблемы изоляции газопритоков в нефтяных скважинах, эксплуатирующих нефтегазовые залежи. В основном это авторские свидетельства и патенты, в которых предлагается то или иное решение задачи, но не содержится данных о промысловых испытаниях методов. Все это значительно осложняет сравнительное проведение анализа и систематизацию известных методов газоизоляции работ [22].

Методы изоляции газопритоков в добывающие нефтяные скважины можно разбить на три группы:

1) изоляция газопритоков в нефтяных скважинах, вскрывших газонефтяную залежь в контактной зоне. Связано это с тем, что прорыв газа к забою в таких скважинах является практически неизбежным осложнением, существенно затрудняющим эксплуатацию нефтедобывающих скважин;

2) ликвидация заколонных перетоков газа в скважинах, где нефтяная и газовая зоны разделены непроницаемой перемычкой. Проблема ликвидации

заколонных перетоков флюидов в целом имеет разнообразные технические решения, а ликвидация заколонных перетоков газа является лишь частным случаем этой проблемы, по этой причине в специальной литературе ей меньше уделяется внимания;

3) методы предупреждения газопроявлений, применяемых на стадии строительства скважин и связанных в основном с предупреждением заколонных перетоков газа.

В нашем случае необходимо рассмотреть более подробно первую группу методов газоизоляции.

Анализируя методы изоляции газопритоков, можно классифицировать их по типу используемого материала для изоляции. Для удобства разобьем все методы изоляции на два типа:

1. Изолирующие экраны на водной основе
2. Изолирующие экраны на газовой основе

2.4.1 Изолирующие экраны на водной основе

Искусственный экран предлагается создавать путем получения кристаллогидратов в газовом пласте. С этой целью в пласт закачивают воду в количестве не менее двух объемов экрана или на глубину изоляции пласта [23-25], после чего, создавая депрессию на пласт, добиваются гидратообразования в газовом пласте. При всей привлекательности, определяемой простотой технологии и дешевизной изолирующего материала, данный метод не нашел практического применения, поскольку продолжительность эффекта очень мала и не превышает 1-2 месяцев, а в большинстве случаев прорыв газа наблюдается уже при освоении скважины после закачки воды. Для создания изолирующего экрана в газовой части пласта можно закачивать водный раствор хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов. После этого в газонасыщенной зоне давление снижают до давления испарения водяной фазы, при котором соли выпадают в осадок и образуют изолирующий экран. Перед изоляцией газонасыщенной

зоны от нефтенасыщенной осуществляют предварительный прогрев призабойной зоны нагнетательных скважин закачкой в них пара.

В некоторых случаях в газовую часть нефтегазового пласта рекомендуют закачивать нефть, водный раствор поверхностно-активного вещества (ПАВ) либо углеводородного конденсата, ШФЛУ и водный раствор ПАВ [26-28]. Причем в последнем случае закачку углеводородного конденсата и водного раствора ПАВ в газовую часть производят периодически через спецотверстия, распределенные по логарифмическому закону с увеличением плотности перфорации при приближении к зоне ГНК.

В ряде работ [29-31] изолирующий экран в газовой части пласта предлагается создавать с помощью пенообразующих агентов. В работе [32] закачку раствора пенообразующего агента в воде или в углеводородной жидкости и газа рекомендуется повторять несколько раз. Экспериментами обосновано, что глубина проникновения пены в пласт должна составлять 7,5-30 м от забоя скважины. Объем раствора пенообразующего агента, закачиваемого в пласт, должен достигать 1/3-1/4 объема пор, заполняемого пеной. Рекомендуется объем закачиваемого газа принимать в три раза больше объема раствора пенообразующего агента при пластовых давлении и температуре.

Преграду на пути прорыва газа можно создать с помощью закачки через спецотверстия в газовую часть залежи раствора пенообразующего агента, минеральной воды и газа (воздуха). В последнюю очередь в скважину закачивают цементный раствор. Предполагается, что при освоении скважины пенообразующий агент, смешиваясь с воздухом или газом, закачанным в пласт, образует пену, создающую преграду [33-34].

Для блокирования путей поступления газа в скважину в верхнюю часть продуктивного пласта, где находится газ, закачивается жидкость, содержащая нефтерастворимое соединение кремния, которое образует устойчивую пену при контакте с пластовым газом. Барьер из пены закупоривает поры пласта и предотвращает поступление газа в скважину. В

качестве кремнийсодержащего соединения применяется бензолрастворимый кремнийорганический сополимер, концентрация которого в нефти составляет от 0,5 до 3,0 % об. После закачивания раствора сополимера в залежь нагнетается газ, а в нижнюю часть пласта закачивается нефть, не содержащая смолистых веществ. Кремнийсодержащий сополимер не образует в нефтяном пласте устойчивых эмульсий и легко вымывается из пласта при освоении скважины [23, 35-37].

Следующая группа методов блокирования путей прорыва газа в скважины предусматривает применение разнообразных изолирующих материалов селективного и неселективного действия [34]. Селективные методы изоляции газопритоков предусматривают применение асфальтосмолистых веществ (АСВ), а в качестве растворителей АСВ используют пластовую нефть, ароматические углеводороды, четыреххлористый углерод. Концентрация АСВ может составлять приблизительно 23 %. В другом случае в пласт закачивают 10%-й раствор АСВ с вязкостью 100 сПз и пентан при соотношении от 1:1 до 1:5. В раствор вводятся мальтены, являющиеся пептизаторами асфальтенов. При этом при смешении растворов АСВ с пентаном происходит выпадение асфальтенов. В качестве дисперсионной среды может быть использована смесь нефтяных фракций: 10%-ных фракций с температурой кипения 200 °С и 90%-ных – с температурой кипения 380 °С. Раствор асфальтенов имеет вязкость приблизительно 100 сПз. Вслед за раствором асфальтенов в пласт предлагается закачивать ацетон в количестве 20 % от объёма раствора АСВ. Для предупреждения образования газового конуса на уровне ГНК закачиваются сжиженные углеводородные газы на глубину до 6 метров, а затем на такую же глубину – пластовая нефть, загущенная добавкой от 0,01 до 0,5 % нефтерастворимых веществ (полиэтилен). Закачка может осуществляться с помощью пакера. В случае необходимости верхняя часть пласта перфорируется дополнительно. После обработки скважина вступает в эксплуатацию с одновременной закачкой вязкой нефти в верхнюю часть

пласта для предупреждения образования конуса. Для предотвращения конусообразования газа при эксплуатации нефтегазовой залежи, а также для предотвращения неуправляемой миграции нефти в газовую шапку предлагается способ разделения этих флюидов в пласте. Способ основан на создании изолирующего экрана из отложений серы на границе «нефть-газ». Отложения серы образуются в результате присутствия воды. Способ предпочтительнее применять в залежах, где в составе нефтяного газа содержится сероводород.

Для предотвращения прорыва газа вокруг ствола скважины несколько ниже ГНК рекомендуется устанавливать непроницаемый экран. Для этого в обсадной колонне на уровне установки экрана прорезается кольцевой вырез, пласт вскрывается и проводится гидроразрыв пласта, с помощью которого создают горизонтальную трещину. В трещину с жидкостью-носителем вводится измельченный пластический материал – синтетический каучук (акриловый, неопреновый, полиэфирный) или синтетические пластмассы (поливинилхлорид, поливинилацетат, ацетат целлюлозы, полиолефины) в количестве, нужном для образования в трещине монослоя. Размер частиц пластического материала 0,2-0,8 мм, а его содержание в жидкости-носителе составляет от 0,25 до 1,2 кг/л. Затем давление снимается, трещина смыкается, а полимер под действием горного давления и пластовой температуры деформируется и образует непрерывный непроницаемый экран. Обсадная колонна после этого перфорируется ниже экрана и скважина осваивается. Аналогичным образом изолирующий экран на уровне ГНК устанавливают после получения горизонтальной трещины в пласте с помощью гидроразрыва. Крепление трещины предлагается производить специальными композициями.

Для создания изолирующих экранов в стране и за рубежом широко применяются составы на основе водорастворимых полимеров (в основном на основе ПАА). Наиболее подходящими для целей изоляции являются:

- 1) СПС;

2) дисперсии набухающих гель-частиц химически или радиационноштитых полимеров.

Для получения СПС в раствор полимера вводится сшиватель (обычно соли хрома или алюминия), который связывает молекулы ПАА между собой и со стенками пор [38, 39]. Концентрации ПАА и сшивателя подбираются таким образом, чтобы реакция сшивки произошла после закачки и продавливания СПС в пласт или в поглощающий интервал.

Технология изоляции широко применяется в нефтяной и газовой промышленности и продолжает совершенствоваться. Первоначально объем закачки СПС был невелик, для повышения эффективности воздействия стали использовать большеобъемные оторочки гелеобразующих растворов [40, 41]. При этом концентрации ПАА и сшивателя в растворах в ходе закачки может меняться, чтобы увеличить эффективность воздействия в скважинах после массивного гидроразрыва пласта (ГРП) [42]. В условиях гидродинамически изолированных пластов Ю1^{3А}, Ю1^{3Б} Двуреченского месторождения, различающихся по проницаемости, показал высокую технологическую и экономическую эффективность подход адресного размещения полимер-гелевых составов в обводненных высокопроницаемых интервалах с учетом механизма обводнения продукции скважин [43]. Полимеры на основе кислот акрилового ряда обладают комплексом свойств, отвечающих требованиям к перспективным водоизолирующим материалам [44]. Наличие карбоксильных ионогенных групп обеспечивает сшивку полимерных молекул двух- и трехвалентными ионами из состава пластовой воды или специально закаченных растворов [45]. Большой интерес представляют полимерные системы, содержащие набухающие в воде, но не растворимые частицы полимеров (дисперсии гель-частиц). Гель-частицы ПАА обладают трехмерной сеткой и способны при набухании увеличивать объем до 1000 раз [46, 47]. Набухающие гель-частицы ПАА получают: на стадии полимеризации при использовании смеси акриламида с полифункциональным мономером (акриловой кислотой,

метиленбисакриламидом, непредельными эфирами целлюлозы и т.п.) [46, 47], или в результате имидизации при термообработке ПАА [47], или при радиационной сшивке порошкообразных ПАА (реагенты «Темпоскрин» и «Ритин») [48, 49]. В работе [50] предложено совместить процессы полимеризации и сшивки акриламида за счет радиационной обработки эмульсии раствора акриламида в углеводородной среде. Данный подход позволяет получать товарные формы реагентов без осуществления сложных процессов сушки и выделения ПАА.

Разработан активный набухающий акриловый сополимер [51]. Данный водонабухающий полимерный реагент (марка В 50Э) предлагается использовать в виде суспензии в водном растворе ПАА DP9-8177 при изоляционных работах в трещиновато-поровых и трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах.

В институте химии нефти СО РАН разработаны составы МЕТКА и РОМКА на основе простых эфиров целлюлозы [52, 53]. Данные композиции представляют собой растворы полимера с нижней критической температурой гелеобразования. Фактором, вызывающим гелеобразование, является тепловая энергия пласта, за счет чего маловязкие (при низких температурах) растворы превращаются в гели (при высоких температурах).

В практике добычи нефти из нефтяных оторочек достаточно широкое распространение получила технология барьерного заводнения. Барьер воды, создаваемый над ГНК с использованием нагнетательных скважин, разобщает нефтяную оторочку и газовую (газоконденсатную) шапку. Это позволяет увеличить безгазовые критические дебиты нефти. Барьерное заводнение применяется в основном в случае краевых нефтяных оторочек. В случае с подошвенной оторочкой закачиваемая вода достаточно быстро поступает в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [54]. В некоторых случаях получены положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи [55].

При реализации барьерного заводнения имеется возможность разработки нефтегазовых залежей с сохранением газонефтяного контакта на уровне, близком к начальному. Также вода создает на ГНК барьер для проникновения запасов газа в нефтяную часть, так как образуется трёх фазная система, которая снижает проницаемость по газу.

В настоящее время имеется много примеров применения барьерного заводнения водой как в России так и зарубежом, далее в работе подробно рассмотрены данные опыты.

2.4.2 Изолирующие экраны на газовой основе

Закачка газа в нефтяные пласты широко применяется для добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. В газовых технологиях наиболее широко применяемыми газами являются N_2 , CO_2 , воздух и углеводородные газы (метан и попутный нефтяной газ, содержащий кроме метана углеводороды C_2-C_5). Успешность метода закачки газа в пласт зависит от механизма, по которому нефть вытесняется газом (эффективности вытеснения) и степени охвата пласта воздействием.

Основным недостатком газа, как вытесняющего агента, является неустойчивость фронта вытеснения из-за большой разницы в вязкости и плотности газа и нефти, именно поэтому и происходит быстрый прорыв газа к добывающим скважинам. По мере роста вязкости нефти степень вытеснения нефти газом снижается, что объясняется неустойчивостью фронта вытеснения. Отрицательное влияние на эффективность газового воздействия оказывают неоднородные пласты[56]. В нашем случае нефтегазоконденсатная залежь НХ III-IV является неоднородной и состоит из трех пропластков явно отличающимися друг от друга по ФЕС. Быстрый прорыв газа также связан с влиянием гравитационного раздела флюидов различной плотности в пласте. В ряде случаев прорыв газа в добывающих скважинах приводил к аварийным ситуациям [57]. Общепринято, что

непрерывная закачка газа может быть эффективной только в условиях месторождений купольного типа или крутопадающих пластов.

Для регулирования в пласте фронта вытеснения нефти газом применяются следующие способы:

- водогазовое воздействие (ВГВ), которое заключается в последовательной, чередующейся или одновременной закачке газа и воды;
- применение пенообразующих составов (растворов ПАВ);
- технические приемы (закачка газа в верхние интервалы пласта, а отбор жидкости из нижних, использование горизонтальных скважин для закачки газа и отбора нефти и т.д.);

(ВГВ) Водогазовое воздействие

Водогазовое воздействие было запатентовано Parrish D. [58] в 1966 г. Первая отечественная публикация о способности чередующейся закачки воды и газа выравнивать фронт вытеснения появилась в 1950 г. (Гейман М.А. по данным [59]). За рубежом данная технология была впервые предложена в Канаде [60]. Совместная закачка воды и газа в пласт была впервые испытана в 1962 (месторождение Seelington) [61]. ВГВ может быть использовано для вытеснения как легкой, так и тяжелой нефти [62, 63].

Первые качественные эксперименты показали [64], что ВГВ в условиях слоисто неоднородного пласта позволяет улучшить вытеснение жидкостей газом и замедлить прорыв газа. В опытах с прозрачными моделями послойно неоднородного пласта было показано, что чередующаяся закачка газа (воздуха) и воды позволяет выравнивать фронт вытеснения (по сравнению с закачкой воды или газа). В некоторых экспериментах [57, 65] прорыв газа при водогазовом воздействии происходил не только позже, чем при закачке одного газа, но и позже, чем прорыв воды при вытеснении нефти водой.

Главным фактором, влияющим на эффективность совместной закачки воды и газа в пласт, является состав водогазовой смеси (ВГС). Было

исследовано влияние содержания газа в водогазовой смеси на КИН и построены зависимости коэффициента вытеснения нефти от величины газосодержания в смеси [66-68]. Как показано на рисунке 2.9, оптимальное газосодержание водогазовой смеси должно находиться в пределах 25-75%, при котором степень вытеснения нефти максимальна и не зависит от состава ВГС.

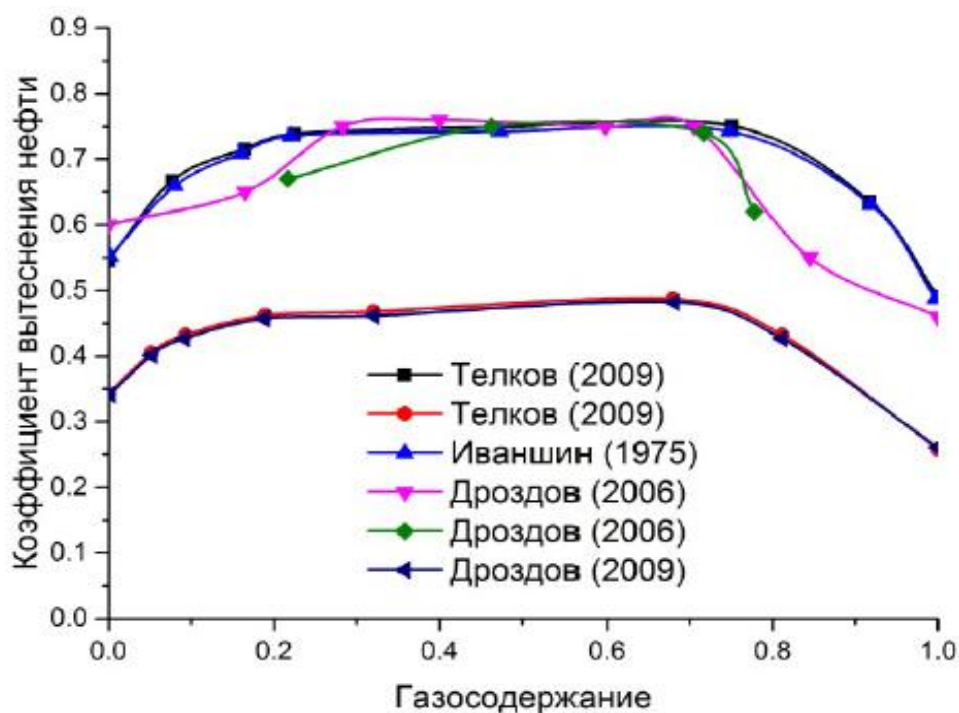


Рис. 2.9 – Зависимость КИН от газосодержания водогазовой смеси [69]

Более высокая нефтевытесняющая способность смесей газа и воды по сравнению с водой или газом объясняется несколькими причинами. Во-первых, выравниванием фронта вытеснения нефти при ВГВ [70-72], что является причиной увеличения степени вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта. Также обнаружено, что при ВГВ улучшается эффективность вытеснения нефти на микро уровне (уровне поры)[73], а также из неоднородностей сантиметрового размера [63].

Закачка газа с пеной

Впервые предложили использовать пенообразующие растворы для регулирования фронта вытеснения нефти газом в 50-60 гг. применительно к

технологиям CO₂ [74], а также при закачке углеводородных и прочих инертных газов. Использование пены позволяет добиться лучшего извлечения нефти по сравнению с технологиями вытеснения водой, CO₂ и ВГВ [75], благодаря чему этот метод привлекает внимание нефтяных компаний и научно-исследовательских институтов [76].

Пена может повысить нефтеотдачу пластов за счет сочетания действия различных механизмов. Отмечается, что для получения устойчивой и эффективной пены концентрация пенообразователя (ПАВ) должна быть выше критической концентрации пенообразования. Применение пенообразующих систем позволяет при вытеснении нефти газом [77]:

- уменьшить гравитационное разделение флюидов,
- уменьшить неустойчивость фронта вытеснения,
- селективно блокировать газ в высокопроницаемых пропластках,
- значительно снизить проницаемость по газу при высокой насыщенности газом пористой среды.

При одинаковой насыщенности пенообразующие растворы ПАВ в 10 и более раз сильнее снижают относительную проницаемость пористой среды по газу, чем вода [74]. При этом зависимость относительной проницаемости по воде и раствору ПАВ от насыщенности газом пористой среды описывается близко расположенными кривыми.

Методы, основанные на применении пены, могут быть применены для добычи нефти из сильно неоднородных коллекторов с пропластками высокой проницаемости[75]. Эксперимент в условиях месторождения Дацин показал, что метод закачки пены на основе CO₂ позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти с 60 % (раствор ПАА) до 88 % [78].

Циклическая закачка газа (Huff-N-Puff process)

В процессе Huff-N-Puff газ нагнетается в скважину. Потом скважина останавливается на время выдержки, чтобы газ растворился в нефти. Затем

скважина включается в работу и нефть добывается. После чего цикл воздействия может быть повторен.

Циклическая закачка CO₂ часто является более эффективной, чем непрерывная закачка CO₂. Первые циклы обычно являются наиболее эффективными [79, 80]. В работе [83, 81] показано, что 2 и 3 цикла наиболее эффективны при циклической закачке CO₂ (рисунок 2.10). Повышение времени выдержки (реагирования) способствует увеличению эффективности, рисунок 2.10 [82].

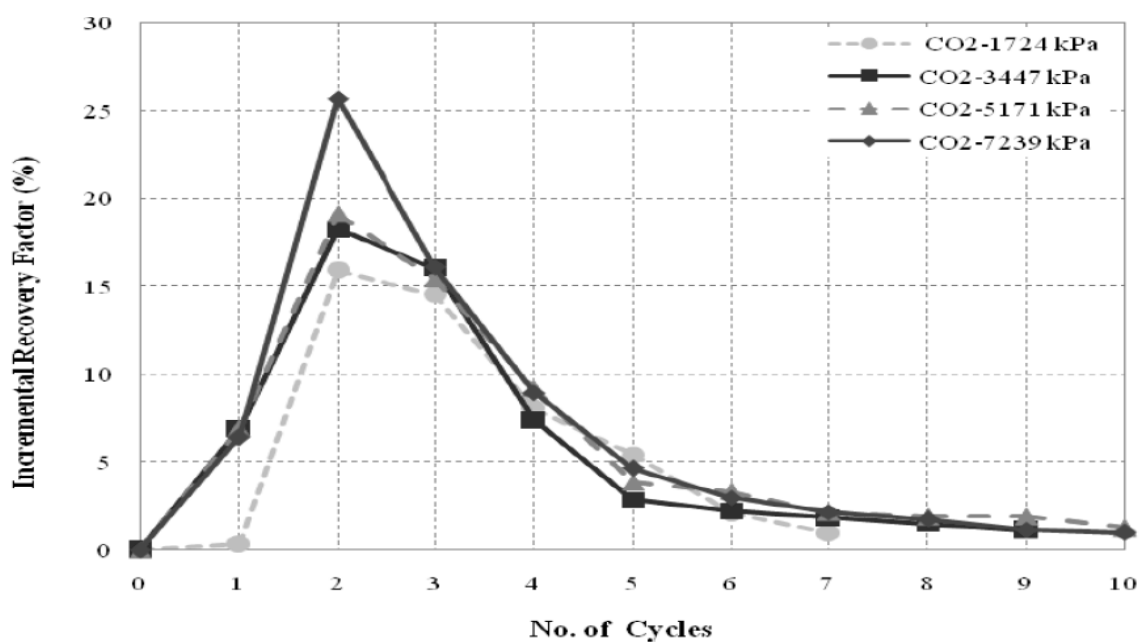


Рис. 2.10 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от числа цикла CO₂ huff-n-puff [83]

В исследовании [84] было обнаружено, что для легкой нефти с МДС CO₂ равным 2400 psi (16,55 МПа) при циклической закачке CO₂ вытеснение нефти происходило более эффективно при низком давлении (11,03 МПа, несмешивающееся вытеснение), чем при высоком давлении (16,55 МПа), т.е. при смешивающемся вытеснении. Для добычи легкой нефти из плотных коллекторов с низким давлением huff-n-puff является перспективным методом.

Технология циклической закачки CO₂ может быть применена для добычи сланцевой нефти (месторождение Bakken) [54]. Результаты

показывают, что диффузия CO_2 играет важную роль при добыче нефти из плотных нефтяных пластов методом huff-n-puff.

Технология термогазового воздействия на пласт

Среди газовых агентов для вытеснения нефти наиболее доступным и дешевым является воздух. Поэтому уже более 70 лет проводят поиски эффективных путей использования данного газового агента для разработки нефтяных месторождений и повышения нефтеотдачи пластов. Предложен метод внутрипластовой трансформации кислорода воздуха (метод термогазового воздействия – ТГВ), основанный на закачке воздуха в нефтяной пласт и его трансформации в эффективный вытесняющий агент за счет внутрипластовых низкотемпературных окислительных процессов [122, 123]. Метод ТГВ возник в результате последовательного развития метода внутрипластового горения нефти.

Следует отметить, что термогазовый метод воздействия принципиально отличен от всех вариантов внутрипластового горения (сухого, влажного и супервлажного горения) тем, что по механизму воздействия он относится к газовым методам, а не к тепловым. Если при внутрипластовом горении основной процесс вытеснения нефти связан с выделяющимся теплом, то при ТГВ основным нефтевытесняющим агентом является газ. Принципиально различен и химический механизм процесса. Горение нефти (точнее высококипящих и твердых остатков тяжелой нефти) происходит при высокой температуре (500-1000 °C), а при ТГВ процесс идет как жидкофазное окисление нефти при температуре 100-300 °C. Соответственно различаются и характеристики фронта, в котором протекают химические реакции горения и окисления нефти. Если при внутрипластовом горении глубина фронта составляет не более нескольких десятков сантиметров, то при ТГВ область протекания реакций окисления значительна и достигает несколько десятков метров в глубину. Поэтому при внутрипластовом горении легко происходит прорыв воздуха через фронт горения к добывающим скважинам, а при ТГВ вероятность прорыва

существенно ниже из-за значительных размеров (глубины) области, в которой происходит полное поглощение кислорода из воздуха.

Внутрипластовое горение может быть применено только в тех случаях, когда нефть содержит значительное количество тяжелых углеводородных компонентов, без чего невозможно образования фронта устойчивого горения. В отличие от методов внутрипластового горения метод ТГВ применим для месторождений маловязкой нефти.

Различаются данные методы поэкономическим и техническим параметрам. Для поддержания процесса внутрипластового горения скорость закачивания воздуха должна быть значительной, иначе процесс горения прекратится. При высокотемпературном горении образуются кокс и большое количество коррозионно-агрессивных продуктов (оксиды серы). При осуществлении ТГВ скорость закачки газа кратно ниже, чем при горении, поэтому могут быть использованы менее производительные компрессора, что облегчает внедрение метода. Температура, при которой протекает ТГВ, недостаточна для протекания процессов коксования и глубокого пиролиза нефти. Образование оксидов серы также не наблюдается при ТГВ [124, 125].

Поскольку при реализации термогазового метода тепловое воздействие не является определяющим для извлечения нефти, то нет необходимости «выжигать» большие объемы пласта. Поэтому, как в случае применения газовых методов, можно ограничиться созданием оторочки вытесняющего газового агента в размере 5-20 % от порового объема объекта [122, 124]. Метод применим для добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, что показали многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты. К условиям рассматриваемого месторождения тюменской свиты наиболее близки результаты исследования ТГВ, проведенные на примере и в условиях Приобского месторождения Западной Сибири [126].

Таким образом, по техническим и экономическим соображениям метод ТГВ является достаточно привлекательным для применения на

месторождениях с высокими пластовыми температурами и маловязкой нефтью.

Термогазовый метод может быть использован для повышения нефтеотдачи заводненных месторождений [124]. Конечная нефтеотдача при применении на обводненных месторождениях может повыситься до 6-12% [124-127]. В процессах окисления при ТГВ расходуется незначительное количество нефти [85-90], причем эта та нефть, которая содержится в призабойной зоне пласта (ПЗП) и извлечь ее невозможно. Из окисляемой нефти испаряются в газовую оторочку наиболее ценные легкокипящие компоненты.

Механизм термогазового метода заключается в следующем. В результате окисления нефти происходит выделение тепла, образование диоксида углерода(углекислого газа), испарение углеводородных газов и легких жидких углеводородов. В результате процесса окисления формируется нефтевытесняющая оторочка (азот + углекислый газ + смесь газообразных и легких жидких углеводородов), которая способна значительно увеличить степень вытеснения нефти из пласта. Температуру окисления регулируют скоростью закачивания воздуха в пласт и чередованием закачивания газа и воды.

Опыт промысловых работ в СССР, США, Китае и т.п. показал, что закачивание воздуха в пласт является эффективным и безопасным процессом. Наиболее показателен опыт месторождения Буффало (США, [91]), где за 30 лет без особых проблем и аварий было закачено в пласт 7,42 миллиарда м³ воздуха (262,1 миллиардов куб. футов), что позволило добыть за счет ТГВ более 2,5 млн. т (18,1 млн. баррелей) дополнительной нефти.

Преимущества и недостатки технологий с использованием вытесняющих агентов (применительно к разработке нефтяной оторочки Нх III-IV) приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Преимущества и недостатки технологий

Технологии (вытесняющие агенты)	Преимущества	Недостатки
Закачка водных растворов полимеров	Возможность получения высокого коэффициента охвата пласта вытеснением за счет повышенной вязкости растворов. Снижение риска прорывов газа или воды	Сложность избирательной закачки раствора вдоль контакта «нефть – газ» вглубь пласта на большие расстояния. Высокая стоимость химреагентов и сложность подготовки полимерных растворов Вероятность снижения эффективности применения растворов полимеров и их устойчивости в условиях высокой минерализации пластовых вод
Применение пенообразующих систем	Повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет улучшения соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти. Возможность получения высокого КИН	Высокая вероятность прорыва газа к забою эксплуатационной скважины не через экран, а под экраном (особенно при небольшой толщине нефтяной оторочки)
Сшитые полимерные системы (СПС)	Зарекомендовали себя в скважинах после массивного гидроразрыва пласта. Создает надёжный, непроницаемый экран на разделах "нефть-газ", "нефть-вода"	Высокая стоимость химических реагентов, сложность в приготовлении. Наиболее опробован для предотвращения водяных конусов, для газовых конусов имеет мало опытно-промышленных испытаний

Продолжение таблицы 2.4

Барьерное заводнение (водой)	Простота и относительно низкая стоимость реализации. Большое количество положительных результатов при реализации данного метода на практике	Вероятность образования конусов и прорыва воды
Закачка газа с пеной	Пена позволяет добиться лучшего извлечения нефти по сравнению с технологиями вытеснения водой. пенообразующие растворы значительно снижают относительную проницаемость пористой среды по газу	Стоимость химических реагентов, приготовление пенной смеси, дополнительное оборудование
Водогазовое воздействие (ВГС: "вода-азот")	Благоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз. Повышение охвата неоднородных пластов вытеснением за счет снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков	Ограниченность ресурсов азота Велик риск гидратообразования
Технология термогазового воздействия (ТГВ)	ТГВ применим для месторождений маловязкой нефти. Метод применим для добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. Дешевле тепловых методов	Дорогостоящее оборудование. Закачивается через компрессор воздух, присутствие в смеси кислорода - угроза взрыва

Выводы подраздела:

Проанализировав существующие методы разработки нефтегазоконденсатных месторождений наибольший интерес представляет подход к разработке НГ и НГК залежей, заключающийся в создании на уровне ГНК и затем увеличивающегося в размерах жидкостного (водяного) барьера. Водяной экран – создает разобщение газовой шапки и нефтяной оторочки, не допускает прорывов газа к скважине, а также может использоваться как метод поддержания пластового давления. Положительные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части как в Российской, так и в зарубежной практиках, помогают сделать выбор в пользу применения барьерного заводнения на залежи НХ III-IV.

Ярким отечественным примером применения метода барьерного заводнения является газонефтяная залежь Самотлорского месторождения, где были сформированы барьерные ряды нагнетательных скважин по пластам двум пластам (АВ1-3 и АВ2-3). [92].

2.5 Опыт применения барьерного заводнения

Самотлорское месторождение

Газонефтяная залежь Самотлорского месторождения введена в промышленную эксплуатацию в 1975 г. Четыре пласта АВ1.1-2, АВ1-3, АВ2-3, АВ4-5, образующие единую гидродинамически связанную и уникальную по своим размерам залежь нефти и газа с общими газонефтяным (ГНК) и водонефтяным (ВНК) контактами, выделены в самостоятельные объекты разработки (рисунок 2.11). Площадь газовой шапки составляет 33 % площади месторождения, высота равна 109 м.

Эксплуатационные объекты различаются строением, геолого-физическими характеристиками пластов-коллекторов, объемами извлекаемых запасов нефти. Пласты АВ2-3 и АВ1-3 имеют схожее строение, большие нефтенасыщенные толщины, лучшие коллекторские свойства.

Наибольшие остаточные запасы нефти и газа находятся в пласте АВ1,1-2. [92].

В комплексной схеме разработки месторождения (1976 г.) предусмотрено формирование барьерных рядов нагнетательных скважин по пластам АВ1-3 и АВ2-3, в последующих проектных документах корректировался лишь фонд барьерных скважин в связи с изменением представлений о геологическом строении. Основное назначение барьерного заводнения для Самотлорского месторождения – это разобщение запасов газа и нефти и их самостоятельная разработка, предотвращение прорывов газа к забоям добывающих скважин, увеличение безгазовых дебитов нефти, а также сохранение пластового давления в газовой шапке, сокращение объемов внедрения нефти в газовую шапку.

Для подгазовых зон всех пластов запроектированы и реализованы свои системы разработки. По пласту АВ2-3 в газонефтяной зоне реализована кольцевая система, состоящая из внешнего и внутреннего барьерных рядов, трех- и пятирядная, усиленная поперечными рядами и очаговым заводнением; по объекту АВ1-3 в газонефтяной части залежи – кольцевая система заводнения. Пласт АВ1.1-2 разрабатывается по семиточечной обращенной системе со сформированным барьерным рядом. По внутреннему контуру газоносности пласта формируется внешний барьерный ряд. [93]

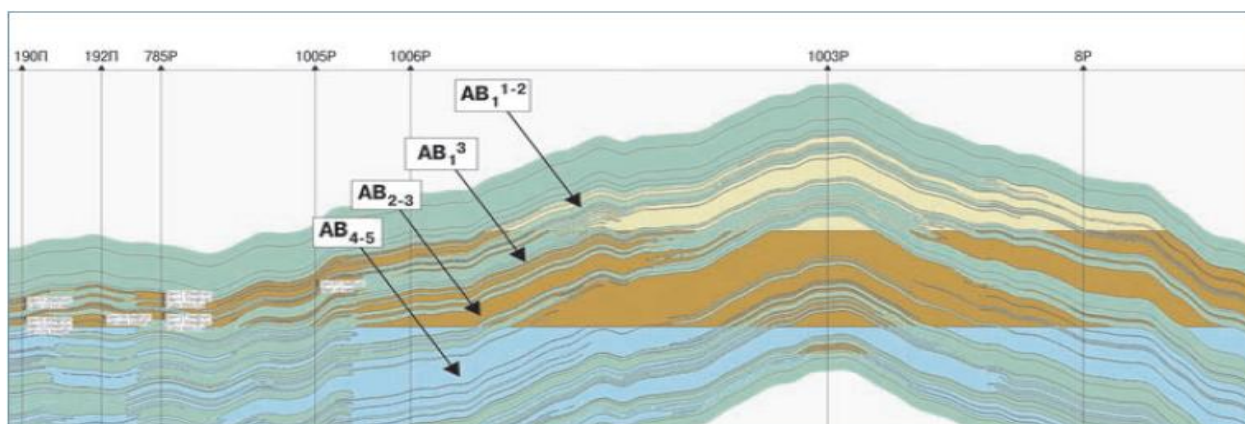


Рис. 2.11 - Геологический разрез залежи пластов АВ1-5

На залежи сформировано четыре барьерных ряда из 406 скважин, расстояние между скважинами 500 м. Для повышения эффективности

разработки созданы площадные системы воздействия из 390 скважин, в основном по пласту АВ2-3. Закачка воды велась как в нефтяную зону, так и непосредственно в газовую часть.

Формирование барьерного заводнения на месторождении осуществлялось в начальный период разработки (1976-1987 гг.), который характеризуется наращиванием фонда барьерных скважин и объемов закачки. При эксплуатации добывающих скважин подгазовой зоны в этот период отмечались высокие безводные дебиты и постоянное изменение газового фактора в диапазоне 400-900 м³/т. На рисунке 2.12 показана динамика дебитов нефти и газа, обводненности и газового фактора по скважинам, совместно добывающим нефть и прорывной газ газовой шапки. С 1981 г. на фоне увеличения закачки наблюдается стабилизация газового фактора[92].

В период 1988-2004 гг. отмечались неравномерная работа нагнетательных скважин и снижение или увеличение газового фактора, что связано в большей степени с вводом новых скважин в газонефтяную зону, текущим характером насыщения коллекторов подгазовой зоны и газовой шапки в зонах отбора. Изменения газового фактора при этом слабо согласуются с изменениями объемов закачки воды.



Рис. 2.12 Динамика работы скважин подгазовой зоны

При отдельном рассмотрении пластов наиболее интересным с точки зрения полученных результатов применения барьерного заводнения является пласт АВ2-3, где в газовую и газонефтяную зоны пласта с целью формирования барьерных рядов введено 185 скважин (внешний ряд – 115, внутренний – 70) (рисунок 2.13, а).

В начальный период эксплуатации, с 1969 по 1978 г., дебит нефти составлял 67-150 т/сут, обводненность продукции скважин пласта – не более 10 %, но при этом накопленная закачка воды более чем в 2 раза превышала накопленный отбор жидкости. Последующий период, до 2003 г., характеризовался снижением темпов отбора нефти, постепенным уменьшением дебитов нефти скважин до 7-10 т/сут, годовыми уровнями закачки воды выше объемов добываемой жидкости. Средняя приемистость скважин достигала 1000 м³/сут.

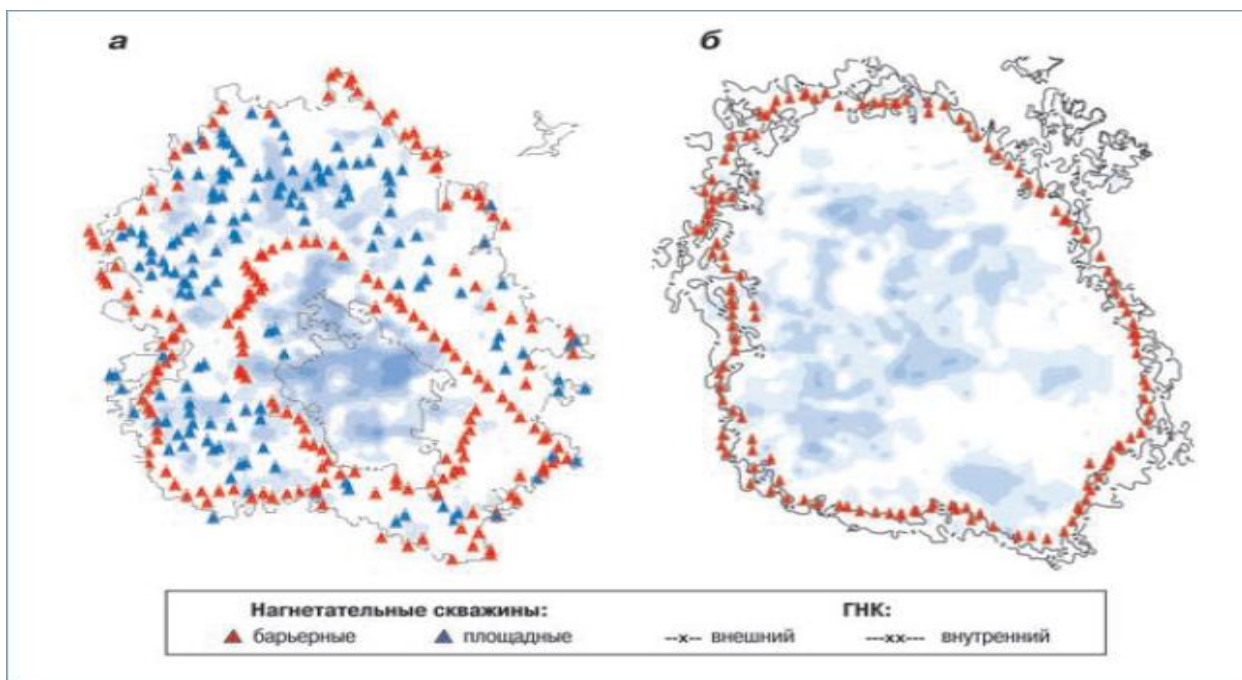


Рис. 2.13 - Карта текущих газонасыщенных толщин пластов АВ2-3 (а) и АВ1-3 (б)

Увеличение объемов закачки способствовало как росту темпов перетока в газовую шапку, так и быстрому обводнению добывающих скважин, расположенных на участках залежей, примыкающих к барьерным рядам. Так, с 1981 по 1986 г. обводненность продукции подгазовой зоны увеличилась от 20 до 70 %, накопленная компенсация при этом (с учетом

отбора газа) составила 148 %. После 2003 г. отмечается выбытие скважин из системы барьерного заводнения, текущая компенсация стабилизируется на уровне 90-100 %, обводненность добывающих скважин по-прежнему остается высокой[95].

В настоящее время по пласту отбор газа газовой шапки составляет около 70 %, продолжается совместный отбор нефти и газа фондом нефтяных скважин. Барьерные ряды на пласте в большей степени расформированы, выполняется оптимизация площадных систем воздействия, направленная на вытеснение остаточных запасов нефти подгазовой зоны. Разработка ведется при высокой обводненности продукции, газовый фактор в зависимости от распределения текущей структуры запасов по площади залежи составляет 150-420 м³/т[92,95].

В настоящее время, по комплексной оценке, в результате реализации системы разработки с применением барьерного заводнения на основном высокопродуктивном пласте АВ2-3 около 80 % газонасыщенной толщины замещено водой и нефтью. Текущая структура запасов (см. рисунок 3.2.3, а) обусловлена в первую очередь неравномерным отбором газа и заводнением пласта[94]. Тем не менее организация барьерного заводнения совместно с площадной системой позволила повысить эффективность разработки газонефтяной зоны пласта. Отбор нефти подгазовой зоны пласта при этом составил 72 % НИЗ.

По пласту АВ1-3, где барьерный ряд сформирован 137 скважинами, расположенными по периметру между внешним и внутренним контурами газоносности (см. рисунок 2.13, б), узкая подгазовая зона (от 3,5 до 0,6 км) не позволила сформировать эффективную площадную систему воздействия, как по пласту АВ2-3. Уже с 1978 г. соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин подгазовой зоны было меньше единицы, текущая компенсация превышала 150 %, максимальная достигала 350 %. С 1983 г. за увеличением действующего фонда нагнетательных скважин в барьерном ряду, а следовательно, и объема закачки в газонефтяной

части пласта последовало обводнение значительной части добывающих скважин. Обводненность возросла от 32 % (1982 г.) до 89 % (1989 г.).

Из всех 268 скважин пласта, участвовавших в добыче газа газовой шапки, только в 40 скважинах (15 %) осуществлялся исключительно отбор газа (с целью газлифта), в остальных 228 скважинах проводился совместный отбор жидких флюидов и газа. Газовый фактор нефтяных добывающих скважин в основной период разработки оставался высоким (1800-3500 м³/т), что свидетельствует о наличии на ряде участков со сложным геологическим строением постоянных перетоков газа газовой шапки в нефтенасыщенную часть пласта, несмотря на увеличивающийся объем закачки воды в барьерные скважины. Текущий отбор газа газовой шапки составил 63 % НГЗ, нефти – 54 % НИЗ [92, 95].

Таким образом, результатом реализации барьерного заводнения на пласте АВ1-3 стало неоптимальное соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин (1:2) в основной период разработки, что привело к существенной перекомпенсации, оттеснению газа, внедрению нефти и воды в газовую шапку, замещению 74 % газонасыщенной толщины. В настоящее время структура запасов газа пласта определяется в первую очередь заводнением, а также активной разработкой нижнего продуктивного пласта АВ2-3, межпластовыми перетоками воды и нефти.

Выводы:

2. Основными недостатками реализованных систем разработки пластов группы АВ1-3 с применением барьерного заводнения являются частичное вовлечение в разработку запасов нефти узких подгазовых зон, высокая обводненность добываемой продукции на ранней стадии разработки, добыча больших объемов прорывного газа, заводнение газонасыщенных толщин.

3. Зоны локализации запасов газа газовой шапки в незамещенном объеме газонасыщенных толщин по комплексной оценке составили около 50 % и имеют сложную геометрию.

4. Организация площадного и очагово-избирательного заводнения совместно с формированием барьерных рядов по пласту АВ2-3 способствовала повышению эффективности его разработки, но не в полной мере из-за стабильно высокой обводненности добывающих скважин. Работа внутреннего барьерного ряда пласта АВ2-3 обусловила вытеснение газа в нефтяную часть залежи, что осложнило ее разработку.

Бахметьевское месторождение

В промышленных масштабах впервые в России на Бахметьевском месторождении было применено барьерное заводнение в 60-е годы. Нефтегазовая залежь Б1 тульского горизонта приурочена к брахиантиклинальной складке с пологим восточным ($1,5 — 2^\circ$) и крутым западным (до 40°) крыльями (рис.2.14). Продуктивный пласт залегает на глубинах 1000—1100 м. В разрезе начитывается до шести слоев мелко- и среднезернистых, неравномерно консолидированных песчаников, различающихся переменной толщиной. Эти слои расчленены глинами и алевролитами. Наиболее выдержаны по площади три верхних слоя, причем два из них изолированы от остальной толщи глинистым пропластком толщиной от 1 до 6 м. Соответственно в продуктивном интервале выделяют верхнюю пачку Б}, включающую два первых песчаных слоя, и нижнюю Б,2, объединяющую остальные[96].

Начальное положение ВНК в обеих пачках было одинаковым, на абсолютной отметке минус 913 м. ГНК занимал различное положение: в пачке Б| на отметке минус 875 м. Этаж нефтеносности составлял соответственно 38 и 53 м, газоносности 69 и 50 м. Отношение объемов газовых и нефтяных зон равнялось 1,2 и 0,2, причем 80 % всех запасов нефти было сосредоточено в нижней пачке. Начальное пластовое давление составляло 10,4 МПа.

Нефть нафтенометановой природы характеризовалась в пластовых условиях начальными вязкостью 4,5 мПа·с и плотностью 0,808 г/см³. Объемный пластовый фактор нефти был равен 1,11, газонасыщенность нефти

— 60 м³/т. Давление насыщения было близко к начальному пластовому давлению.

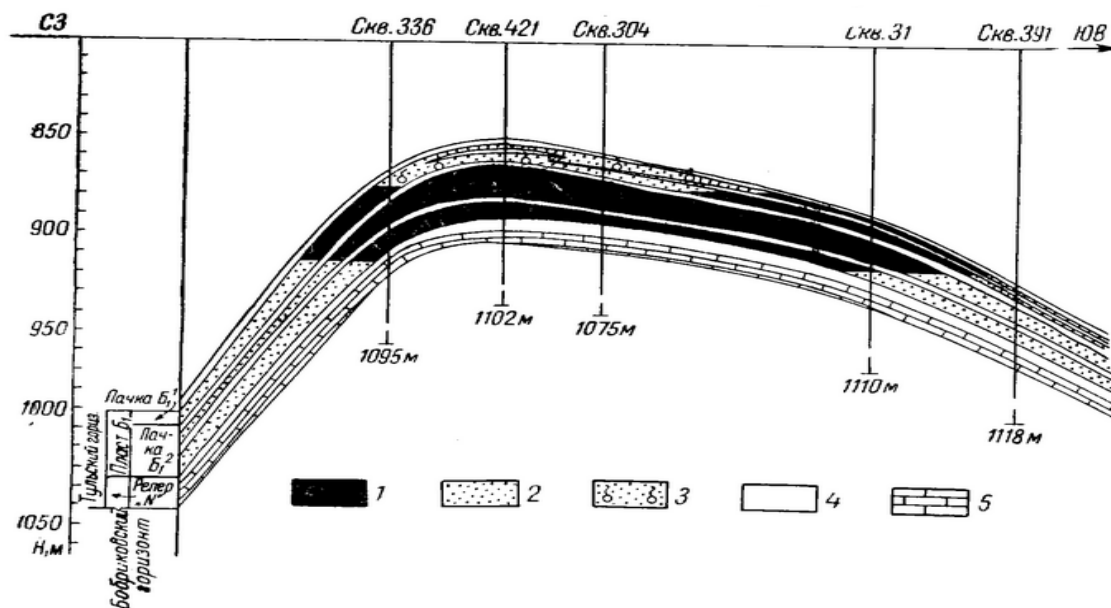


Рис. 2.14 - Геологический профиль пласта Б1

1-нефть, 2-вода, 3-газ, 4-глина, 5- известняк

Согласно первоначальному варианту, разработку залежи предполагали вести путем отбора только нефти при консервации газовой шапки, поддерживая давление нагнетанием воды за контур нефтеносности. На восточном крыле структуры с основными запасами нефти пробурили три ряда эксплуатационных скважин, сосредоточив их преимущественно в пределах чисто нефтяной зоны. Чтобы избежать загазовывания нефтяной оторочки, скважины центрального ряда предполагалось эксплуатировать при забойных давлениях не ниже давления в газовой шапке[94,96].

В промышленную разработку залежь ввели в 1955 г., проектные показатели не были выдержаны: закачка воды не компенсировала отборов нефти. К 1960 г. пластовое давление снизилось на 1 МПа, начали загазовываться скважины внутреннего ряда. Некоторые скважины с особенно высокими газовыми факторами остановили и законсервировали. В этой ситуации специалисты института "ВолгоградНИПИнефть" предложили наряду с законтурным применить барьерное заводнение. Несмотря на неравномерность ряда «барьерных» скважин, задержки в освоении и в темпах

нагнетания воды, закачка воды в зону нефтегазового контакта благоприятно повлияла на динамику отборов нефти и нефтеотдачу. Согласно прогнозу, конечная нефтеотдача должна была составить примерно 70 % от начальных запасов. В 1970 г. была введена в эксплуатацию газовая шапка, что стало возможным благодаря барьерному заводнению [96]. Наблюдениями за скважинами внешнего и среднего рядов, которые испытывали влияние барьерного заводнения, было установлено, что отсеченный водой газ перемещается в глубь оторочки. По этой причине газовые факторы скважин временно возрастали до нескольких тысяч м³ /т. За газом двигался нефтяной вал. После его подхода к скважинам газовые факторы резко снижались, а дебиты скважин нередко превышали начальные величины. Геофизическими исследованиями был установлен характер растекания воды на подошве пласта. Возможно, на него повлияла не только гравитация, но и слоистая неоднородность нижней пачки. Было также установлено, что продвижение воды в газонасыщенную зону шло неравномерно: в нижней, более проницаемой пачке фронт воды продвигался быстрее, нежели в верхней пачке.

Месторождение Адена (США, Колородо, округ Морган)

Несомненный интерес представляет опыт применения барьерного заводнения при разработке крупной нефтегазоконденсатной залежи месторождения Адена (США, Колородо, округ Морган). Моноклинально залегающий продуктивный пласт дакота мелового возраста представлен мелкозернистыми песчаниками со средней пористостью 19,7 % и проницаемостью 356-10⁻¹⁵ м². Угол падения пласта около 0,5°, средняя глубина залегания минус 1725 м, средняя толщина 9 м. Размеры залежи в плане 5,5х11 км, площадь нефтеносности 3410 га, газоносности 1880 га.

Начальное пластовое давление составляло 10,7 МПа, температура 81,4 °С. Плотность нефти 0,8096 г/см³, вязкость при пластовых условиях 0,35 мПа-с. Газонасыщенность нефти при начальных пластовых условиях была равна 89 м³ /м³. Геологические запасы нефти оценены в 22,1 млн. м³[97].

Газоконденсатная зона залежи была открыта в мае 1953 г., нефтяная — в ноябре 1953 г. К середине 1954 г. на месторождении имелось 170 нефтяных и 15 газовых скважин. По первоначальному плану залежь предполагалось разрабатывать на нефть с консервацией газовой шапки, причем давление поддерживать не предполагалось.

За первые 9 мес разработки нефтяной оторочки пластовое давление понизилось на 0,52 МПа. Нефтяные скважины вблизи ГНК вступали в работу с повышенным газовым фактором и быстро загазовывались. Быстро возрастал газовый фактор и на скважинах, удаленных от начального ГНК. Анализ динамики показателей эксплуатации скважин свидетельствовал о том, что основные энергетические ресурсы пласта обусловлены сжатым газом газовой шапки и растворенным в нефти газом. Из-за пологого залегания пласта режим газовой шапки оказался малоэффективным, наблюдалась тенденция к загазовыванию нефтяной оторочки вследствие локальных прорывов газа по высокопроницаемым пропласткам[97].

Лабораторные опыты на кернах, отобранных из продуктивного объекта, показали, что эффективное извлечение остаточных запасов нефти должно обеспечить заводнение. Было установлено также, что линейное заводнение в данном случае целесообразнее площадного.

При составлении проекта вторичной разработки залежи рассматривали два варианта. По первому из них предполагалось осуществить приконтурное заводнение, по второму — барьерное. После тщательного изучения преимуществ и недостатков этих вариантов был выбран второй — барьерное заводнение.

Согласно принятому проекту в зоне контакта газ — нефть были пробурены 24 нагнетательные скважины. Кроме того, под нагнетание переоборудовали восемь эксплуатационных скважин. Закачку воды начали 1 июля 1957 г. Темп нагнетания за 6 мес возрос с 6350 до 11 900 м³/сут. К ноябрю 1957 г. между нефтяной и газовой зонами был образован сплошной водяной барьер. Пластовое давление начало повышаться.

Первоначально общую нефтеотдачу после окончания заводнения оценивали в 55 %. Фактический ход разработки показал, однако, что отдельные участки в пределах нефтяной оторочки слабо реагировали на закачку воды. Было установлено также, что в подошве продуктивного интервала имеется малопроницаемый пропласток, не охваченный вытеснением. С учетом этих обстоятельств было подсчитано, что коэффициент нефтеотда-чи по различным участкам составит от 55 до 40 % при среднем значении 47 %.

Ход разработки и достигнутые результаты подтвердили рациональность барьерного заводнения на месторождении Адена. По расчетам, эксплуатацией залежи на истощение можно извлечь максимум 30 % геологических запасов нефти. Таким образом, дополнительный прирост нефтеотдачи за счет закачки воды уже к середине 1965 г. составил 10 %, а общий прирост — 17 %. Однако выигрыш, полученный благодаря применению барьерного заводнения, этим не исчерпывается. В период разработки залежи на истощение промысел испытывал значительные затруднения, связанные с загазовыванием скважин. Скважины приходилось останавливать из-за превышения предельно допустимых газовых факторов. Поддерживать нормированный темп извлечения нефти при достигнутой нефтеотдаче 12 % оказалось невозможным. Это означало, что срок разработки залежи растянулся бы на долгие годы. Барьерное заводнение радикально изменило положение дел на промысле. Указанные затруднения отпали вскоре после закачки воды[97].

Наряду с интенсификацией добычи нефти представилась возможность ввести в эксплуатацию газоконденсатную зону, что повысило экономичность системы разработки. Ликвидация прорывов газа в нефтяную зону улучшила коэффициент его утилизации.

Несмотря на высокую оценку эффективности барьерного заводнения, полнота использования запасов нефти не удовлетворяет компанию "Юнион ойл", которая разрабатывает месторождение Адена. В связи с этим компания

обратилась к третичным методам добычи. Лабораторными опытами было установлено, что в местных условиях для извлечения остаточной нефти целесообразно использовать метод смешивающегося вытеснения, предусматривающий образование в пласте оторочки из пропана и продвижение ее путем попеременной закачки газа и воды. Поэтому в 1962—1965 гг. провели два промышленных эксперимента, результаты которых показали, что основные затруднения на пути промышленного внедрения метода смешивающегося вытеснения связаны с регулированием коэффициента охвата.

На фоне общего потока воды от начального ГНК в глубь оторочки закачиваемый через одиночные скважины пропан продвигался в этом же направлении узкими языками. Временное прекращение барьерного заводнения в полосе одного из опытных участков привело к локальному вторжению в эту зону газа из газоконденсатной шапки. Зафиксированы также быстрые прорывы газа, закачиваемого вслед за пропаном, в наблюдательные скважины. Коэффициент вытеснения в охваченных зонах по расчету близок к 1, но коэффициенты охвата примерно в 4 раза ниже прогнозных[97].

Накопленный в ходе промышленных экспериментов опыт позволяет специалистам в общем оптимистично оценивать возможности смешивающегося вытеснения остаточной нефти. Предположительно на 1 м³ закачанного пропана можно добыть 2 м³ нефти. Соотношение затрат и прибылей в этом случае оказывается выгодным. Поэтому можно было ожидать, что после окончания заводнения приступят к третичной разработке месторождения Адена.

Месторождение Норт Ист Холсвил (США)

Прогрессивная технология барьерного заводнения с использованием загустителя воды была испытана на нефтегазовом месторождении Норт Ист Холсвил (США).

Залежь Крейн месторождения расположена в округе Харисон (штат Техас) и приурочена к оолитовым известнякам, залегающим на глубине 2100

м. Она была открыта в 1950 г. и считалась газовой, пока в 1956 г. не была обнаружена нефтяная оторочка.

Продуктивный интервал представлен двумя тонкими пропластками с окнами слияния в пределах нефтяной оторочки. Средняя эффективная мощность равна 2,4 м, пористость коллекторов — 17 %, проницаемость 50-10-15 мД. В структурном отношении залежь представляет собой пологую моноклиналь вытянутой формы. Площадь продуктивности оценивается в 6,9 тыс. га, из них 2,8 тыс. га занимает оторочка. Начальные запасы нефти составляли 2,7 млн. м³. Нефть легкая, летучая.

Добыча газа до обнаружения нефтяной оторочки вызвала смещение ее вверх по структуре. Четкого контакта газ-нефть к 1956 г. уже не было, а образовалась широкая переходная зона в интервале отметок от —1920 до —1950 м [97].

Оторочку быстро разбурили и ввели в эксплуатацию. Нефть, однако, продолжала мигрировать в газовую шапку. Пластовое давление снижалось быстрее, чем это могло быть вызвано отбором нефти. Наряду со смещением оторочки наблюдались локальные прорывы в нее газа. Большинство скважин работало с ГФ более 3500 м³/м³, и поэтому дебиты их были резко ограничены.

В такой ситуации единственным реальным методом, способным остановить миграцию нефти, было признано барьерное заводнение. Проведенные расчеты показали, однако, что водяной барьер окажется недостаточно эффективным. Закачиваемая вода в сложившихся условиях будет вторгаться в основном в газовую зону и полностью остановить нефть не сможет. Возникла идея загустить воду с помощью водорастворимого полимера. В результате лабораторных и промысловых экспериментов сделан вывод о том, что для создания эффективного барьера между нефтяной и газовой зонами в закачиваемую воду достаточно ввести 0,025 % частично гидролизованного полиакриламида типа пушер.

Под закачку воды перевели две газовые скважины, которые вместе с двумя дополнительно пробуренными создали довольно плотный "барьерный" ряд, примерно отвечавший текущему положению ГНК. В мае 1963 г. через скв. 37-2 и 35-1 начали закачивать воду с расходом 480 м³ /сут. В ноябре в воду стали вводить полимер, поддерживая его концентрацию на уровне 0,025 %. Из промежуточных скв. 36-1 и 37-3 в начальный период заводнения отбирали жидкость и газ для ускоренного образования барьера [97].

В январе 1965 г., после того как было закачано 67 т пушера, перешли к нагнетанию пресной воды. В октябре 1967 г. под закачку переоборудовали скв. 36-1 и 37-3. К этому времени выяснилось, что дебиты эксплуатационных нефтяных скважин, расположенных по соседству с барьером, заметно выросли, а газовый фактор снизился с нескольких тысяч до 60 м³ /м³ . На фронте вытеснения, судя по этим изменениям, сформировался нефтяной вал. Последнее явилось неожиданностью, поскольку из-за высокой газонасыщенности коллектора на образование нефтяного вала здесь не рассчитывали.

Одновременно с барьерным начали осуществлять площадное заводнение центральной части оторочки. Для этого под нагнетание оборудовали шесть скважин, приемистость которых составляла в среднем 320 м³ /сут. Через пять месяцев было зафиксировано влияние заводнения на работу скв. 25-1, 20-1, 10-1 и 11-1. Период безводной добычи был непродолжительным. Из-за неоднородности пласта прорывы воды происходили при низких коэффициентах охвата.

Сопоставление показателей разработки центральной части нефтяной оторочки и полосы, прилегающей к барьеру, дало основание считать, что закачка полимера гасит гетерогенную неустойчивость вытеснения. В связи с этим было принято решение закачать в центральные нагнетательные скважины порции полимерного раствора повышенной концентрации, чтобы блокировать промытые водой зоны пласта. Эту операцию начали в июле 1964 г. В течение 80 сут в скв. 12-1, 15-1, 44-1 и 66-1 закачивали 0,05 %-ный

раствор пушера, затем перешли к нагнетанию воды. Спустя два месяца было зафиксировано значительное повышение дебитов и снижение обводненности нефти по скв. 10-1 и 11-1. Остальные эксплуатационные скважины на закачку полимера реагировали слабо[97].

К ноябрю 1965 г. полимерное заводнение распространили на западную часть нефтяной оторочки. Здесь с самого начала закачивали 0,025 %-ный раствор пушера, причем общий его объем составил 8 % объема пор участка. Показатели разработки этого участка оказались лучше, чем центрального. Это подтверждает известное положение, что при закачке полимера в локально обводненный пласт достигается меньший эффект. Закачивать полимер выгоднее с самого начала операции по поддержанию пластового давления.

Период эксплуатации на истощение характеризуется быстрым снижением пластового давления и дебитов нефти, ростом ГФ. Максимальный месячный отбор (6,75 тыс. м³) наблюдался в марте 1959 г., а к 1963 г. добыча нефти снизилась до 0,95 тыс. м³ /мес. С началом заводнения отмечена стабилизация, а в дальнейшем — повышение пластового давления с 9,8 до 13,7 МПа. По мере расширения масштабов воздействия на залежь росли отборы нефти, которые к середине 1966 г. достигли 12,6 тыс. м³ /мес. Средний газовый фактор упал с 2300 до 180 м³ /м³ . На 01.01.1969 г. из залежи было добыто 650 тыс. м³ нефти, из них 450 тыс. м³ получено за счет полимерного заводнения[97].

При оценке эффективности полимерного заводнения продуктивную площадь разбили на семь участков, выделенных с учетом истории их разработки. Для каждой эксплуатационной скважины рассчитали предельный отбор нефти путем экстраполяции графиков дебитов, которые в настоящее время повсюду имеют тенденцию к постепенному снижению. Суммированием оценили предельную нефтеотдачу по участкам и сопоставили последнюю с расходом полимера. При этом было установлено, что закачка пушера в количестве меньше 18,5 кг/(га-м) практически не

повышает эффективность вытеснения нефти. Для участка № 5, расположенного в центральной части оторочки, где расход полимера составил около 9 кг/(га-м), удельная нефтеотдача оценивается в 90 м³/(га-м), что близко по эффективности к простому заводнению — 83 м³/(га-м).

Максимальный эффект — 211 м³/(га-м) — ожидался на участке № 2, где расход полимера составил 38,5 кг/(га-м). На соседнем с ним участке № 3 было закачано еще больше полимера — 42,5 кг/(га-м), но из-за того, что этой операции предшествовало простое заводнение, нефтеотдача здесь будет ниже — 128 м³/(га-м).

В среднем по залежи рассчитывают получить по 127 м³/(га-м) нефти, что в 2,5 раза превышает прогнозную нефтеотдачу, достигаемую при разработке оторочки на естественном пластовом режиме. Прирост нефтеотдачи за счет загущения воды полимером составит 36 м³/(га-м). В расчете на 1 м³ добытой нефти затраты на полимер оцениваются в 2,07 долл. Несмотря на приближенность расчета экономических показателей, полимерное заводнение на данном месторождении оказалось выгодным.

Опыт разработки залежи Крейн показывает, насколько эффективным может быть оперативное изменение системы воздействия на нефтегазоконденсатные пласты. Здесь была применена уникальная технология добычи нефти, но особенно важно то, что к ней пришли в результате систематических наблюдений за состоянием оторочки при различных способах воздействия на пласт. Загущение воды полимером с целью создания устойчивого барьера между нефтяной и газовой зонами само по себе является крупным достижением в области совершенствования барьерного заводнения. Это мероприятие, к тому же, позволило установить, что в местных условиях закачка полимера значительно улучшает коэффициент охвата. Распространение полимерного заводнения на всю нефтенасыщенную зону весьма благоприятно сказалось на нефтеотдаче. В то же время следует отметить, что не удалось остановить движение оторочки регулированием дебитов путем форсированного отбора нефти[97].

Выводы подраздела:

- Реализованная на Самотлорском месторождении схема формирования и эксплуатации барьерных рядов способствовала ограничению прорыва газа и стабилизации газового фактора. Однако при этом 80 % газа газовой шапки отобрано скважинами нефтяного фонда подгазовой зоны.
- Несмотря на неравномерность ряда «барьерных» скважин, задержки в освоении и в темпах нагнетания воды, закачка воды в зону нефтегазового контакта благоприятно повлияла на динамику отборов нефти и нефтеотдачу на Бахметьевском месторождении. Удалось избежать консервации добывающих скважин, вследствие загазовывания.
- На Месторождении Адена удалось предотвратить падения пластового давления, а после даже его повысить. Дополнительный прирост нефтеотдачи за счет барьерного заводнения составил 10 %, а общий прирост — 17 %. Предотвратили остановку добывающих скважин вследствие загазовывания, барьерное заводнение обеспечило поддержку нормированного темп извлечения нефти при достигнутой нефтеотдаче 12 %, что до применения заводнения казалось невозможным.
- Загущение воды полимером с целью создания устойчивого барьера между нефтяной и газовой зонами стало крупным достижением в области совершенствования барьерного заводнения на Месторождении Норт Ист Холсвил. Распространение полимерного заводнения на всю нефтенасыщенную зону весьма благоприятно сказалось на нефтеотдаче.
- В целом рассмотренные примеры дают положительные результаты, на всем протяжении разработки удалось стабилизировать газовый фактор, увеличилась нефтеотдача, скважины не выбывали из работы по причине загазовывания вследствие образования газовых конусов.

ГЛАВА 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БАРЬЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ЗАЛЕЖИ НХ III-IV

3.1 Барьерное заводнение применительно к нефтегазоконденсатной залежи НХ III-IV Ванкорского НГКМ.

Как уже выше было изложено: одним из негативных эффектов при данном типе разработки залежи НХ III-IV, является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины. Давление в газовой шапке снижается, и может оказаться ниже, чем в нефтенасыщенной зоне, и в полнее предсказуемо то, что произойдёт последующая миграция нефти в газовую шапку, что приведёт к потери извлекаемых запасов нефти, нефть размажется по газонасыщенным породам. Также теряется часть извлекаемых запасов, при образовании конусов газа, уменьшается площадь охвата по пласту, закачанный газ через газонагнетательный фонд, прорывается частично в добывающие скважины, тем самым принося меньший эффект при охвате пласта воздействием. Существует угроза полного загазовывания скважин и вывод их из работы[1].

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК.

В 2015 году были проанализированы в динамике данные СО каротажа в наблюдательной скважине № 13Д находящейся в подгазовой зоне. Планшет с насыщенностью приведен на рисунке 3.1. Стоит отметить смещение ГНК вниз на 1 м, что свидетельствует о расширении газовой шапки и низкой вероятности миграции запасов нефти в ГШ.

При реализации барьерного заводнения имеется возможность разработки нефтегазовых залежей с сохранением газонефтяного контакта на уровне, близком к начальному. Также вода создает на ГНК барьер для не проникновения запасов газа в нефтяную часть, так как образуется трёх фазная система, которая снижает проницаемость по газу.

Далее в работе сделан акцент на создание непроницаемого экрана при помощи барьерного заводнения водой в области над скважиной 14Д, так как прорыв газа в значительной степени влияет на дебит данной скважины. Уменьшить дебит газа на скважине 14Д предлагается путем снижения фазовой проницаемости по газу на газонефтяном контакте. При снижении газонасыщенности в интервале ГНК, поможет нам снизить газовый фактор, при этом давление в газовой шапке будет оставаться неизменным, т.е. как при работе в штатном режиме, в данный момент пластовое давление в газовой шапке находится на уровне 19,7 МПа. При отключении газонагнетательного фонда, давление в ГШ снижалось до 17,9 МПа.

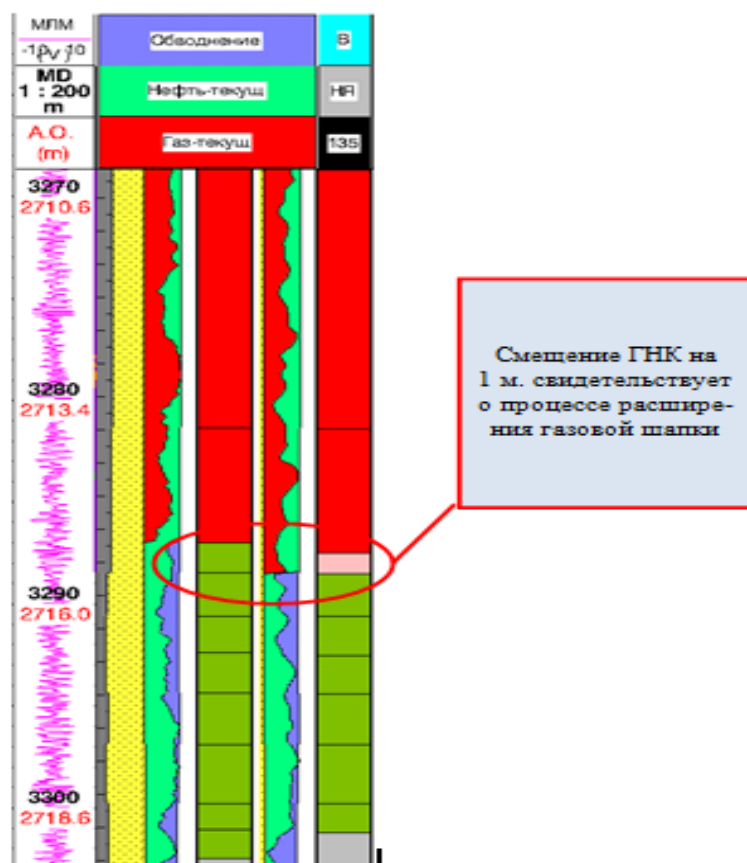


Рис. 3.1 - Данные СО-каротажа в скважине № 13Д

Рабочие параметры скважины до остановки газонагнетательного фонда $Q_H=166$ т/сут, $Q_{ж}=199$ м³/сут, $Q_{г}=715975$ м³/сут, количество H₂O 1%. По данным таблицы 2.2 видно, что при остановке закачки газа в газовую шапку, в значительной степени сократился дебит по газу на 10% с 742685 м³/сут до

673079 м³/сут, вследствие чего газовый фактор уменьшился с 6138 м³/т до 3795 м³/т. На рисунке 3.2 представлены изменения технологического режима скважины, в связи остановкой газонагнетательных скважин 35Ж, 34Б.

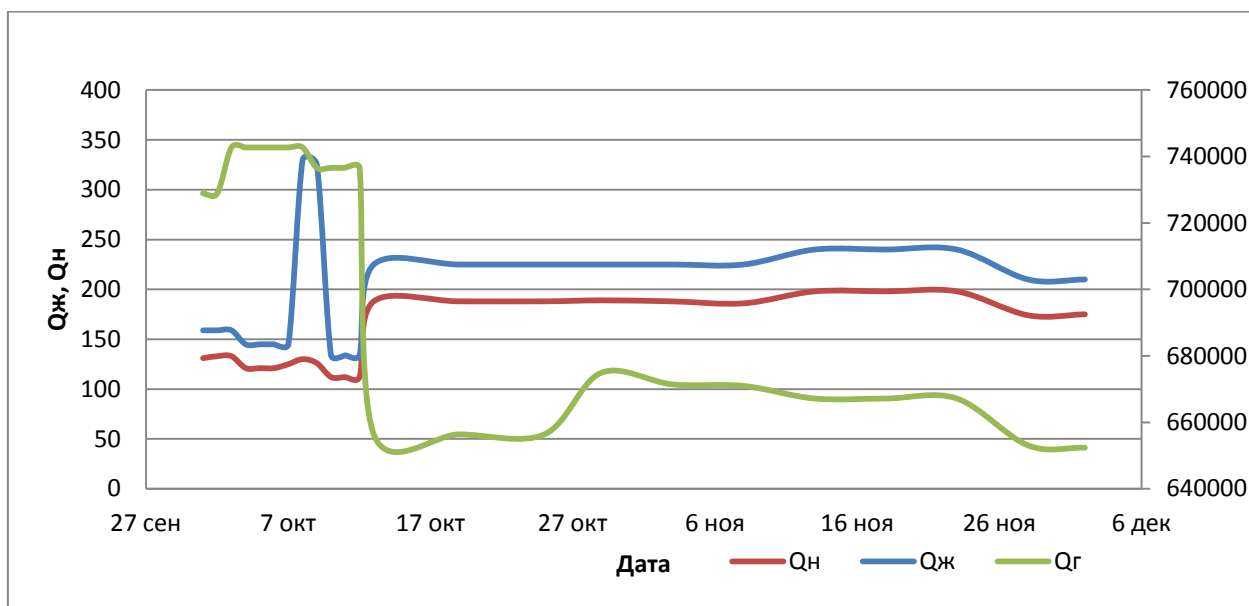


Рис. 3.2 реакция скважины 14Д на остановку газонагнетательных скважин.

3.1.1 Геофизические исследования с целью определения поинтервального профиля притока скважины 14Д.

В ноябре 2015 года на скважине 145 проводились специальные геофизические исследования с целью определения профиля притока и технического состояния эксплуатационной колонны горизонтальной скважины аппаратурой SONDEX (доставка приборов с помощью ГНКТ). Также проводилась оценка технического состояния подвески хвостовика в горизонтальной фонтанирующей скважине. Заказчиком являлась ЗАО «Ванкорнефть», исполнителем выступила компания ЗАО «КФ БашВзрывТехнологии» [98].

Минимальный набор данных заключался в следующем:

➤ Сведения об эксплуатируемых объектах:

- Пласт Нх-3-4;
- Пластовое давление – 201 атм;
- Фильтры 3475,74-3594,93, 3603,18-4496,92, 4505,17-4574,65 м.

➤ **Конструкция скважины:**

- Искусственный забой 4570 м.
- Кондуктор 324 мм D_{вн}= 305 мм (0-620,01 м) «Д» 9,5 мм.
- Техническая колонна 245 мм D_{вн}= 227,2 мм (0-1694,3м) «Е» 8,9 мм.
- Эксплуатационная колонна 177,8 мм D_{вн}= 159,4 мм (0-3390,19) «N80»
- Хвостовик 114,3 мм D_{вн}= 97,1 мм (3270,05-4575).
- Подземное оборудование: воронка, НКТ114*7, СПСКДИТ, НКТ 114*7, пусковая муфта 897,98, пусковая муфта 1102,8, переводник Н114В*Н114.

➤ Для комплекса исследований выбран прибор Sondex, содержащий следующие датчики:

- ГК, ЛМ;
- Термометр;
- Манометр;
- Влагомер осевой;
- РГД осевой;
- РГД осевой высокочувствительный
- Плотномер акустический;
- Влагомер 12 датчиков, распределенные по периметру прибора на выносных кронштейнах;
- Резистивиметр 12 датчиков, распределенные по периметру прибора на выносных кронштейнах;
- РГД 6 датчиков, распределенные по периметру прибора на выносных кронштейнах.

На рисунках 3.3 и 3.4 представлены схема компоновки хвостовика, спущенного в скважину и проекция горизонтального участка скважины по данным инклинометрии.

По результатам обработки материалов механической расходомерии приток нефти составил 269.2 м³/сут., газа 566110 м³/сут., в поверхностных условиях. Буферное давление 52 атм., забойное давление P_{заб.}=139 атм., забойная температура T_{заб.}=31.8 град., на глубине 3270 м. Максимальная

глубина прохождения прибора – 4362.4 м. Детально профиль притока пластового флюида по интервалам приведен в таблице 3.1.

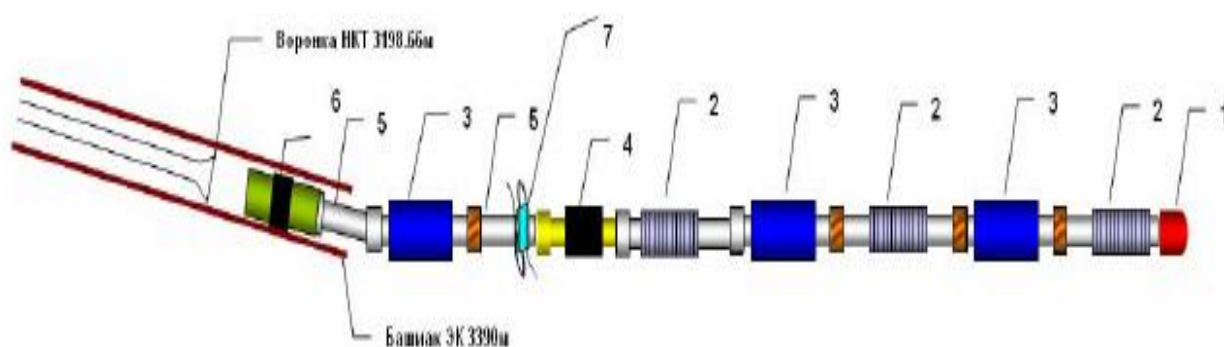


Рис. 3.3 - Схема компоновки хвостовика

1 - Башмак глухой 114; 2 – Фильтр скважинный ФС114; 3 - Пакер-эластомер 114ОТТМ; 4 - ПГМЦ; 5 - Труба обсадная ОТТМ 114*8.56 «Е»; 6- ПХЦЗ; 7 – Манжета цементировочная 114мм [98].

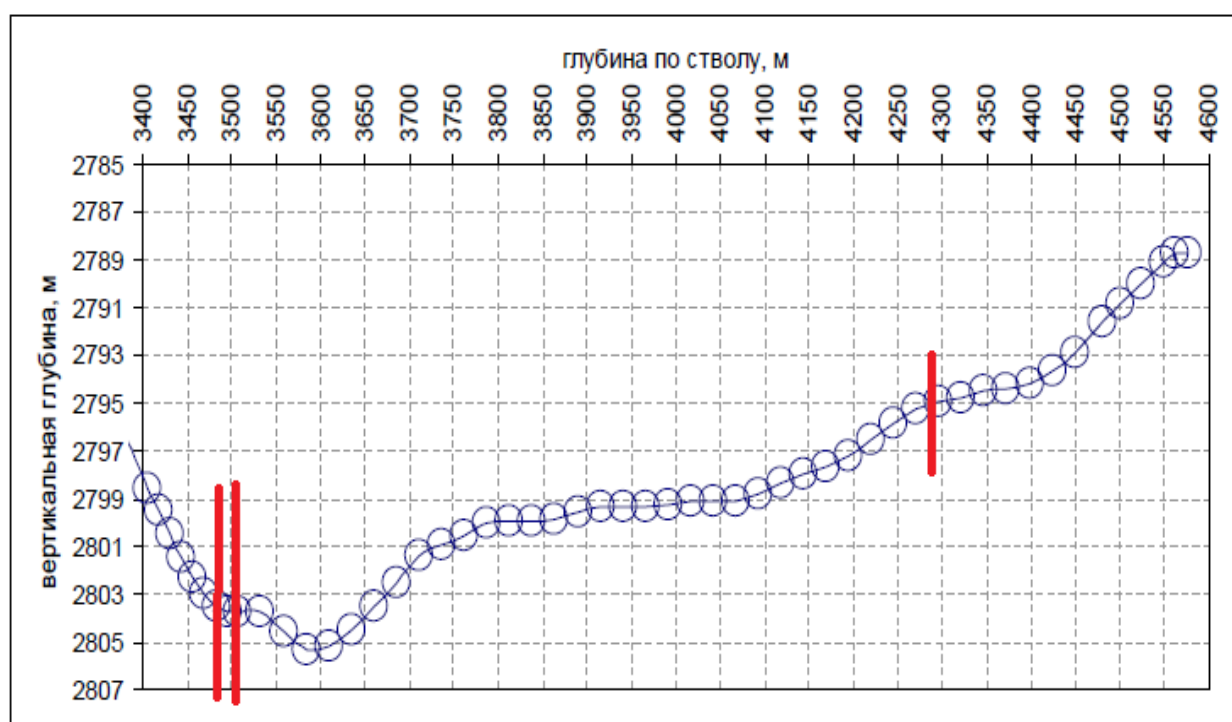


Рис. 3.4 - Проекция горизонтального участка скважины по данным инклинометрии[98].

Таблица 3.1 Поинтервальный профиль притока скважины 14Д [98].

Работающие интервалы			Общий приток по интервалам		Приток нефти по интервалам		Приток газа по интервалам	
Кровля	Подошва	Мощность						
м	м	м	м3/сут	%	м3/сут скв	м3/сут пов	м3/сут скв	м3/сут пов
3472	3499	27	810	22,3	73	60	737	130000
3600	3701	101	359	9,9	32	27	327	56000
3738	3764	26	59	1,6	5	4	54	9290
3787	3903	116	184	5,1	17	14	167	28900
3962	4080	118	188	5,2	17	14	171	30100
4121	4283	162	80	2,2	7	6	73	12700
4282	4362	80	549	15,1	49	44	499	92280
Приток из интервала ниже			1406	38,6	127	100	1279	206840
630			3635	100	327	269	3307	566110

По данным таблицы 3.1 видно, что значительное количество притока газа, порядка 22 %, приходится на интервал 3472-3498 метров по стволу скважины, также значительная часть газа, порядка 44 %, приходится на интервал ниже спуска прибора, то есть на глубину равную 4361 метр и ниже. В связи с вышеизложенным, имеется два участка в пятке скважины и в носовой части скважины, по которым происходит активное поступление газа в ствол скважины. Отсечь данные интервалы не представляется возможным, так как основной приток нефти поступает в ствол так же с носовой части скважины.

3.1.2 Снижение газового фактора на скважине 14Д при помощи водяного экрана на ГНК

С целью уменьшения газового фактора на данной скважине предложено снизить фазовую проницаемость на газонефтяном контакте по газу путем создания водяного барьера в области над скважиной 14Д согласно подразделу 2.4 анализ методов изоляции газа на нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях. На рисунке 3.5 представлен график зависимости дебита нефти от газового фактора на скважине 14 Д. Снизить фазовую проницаемость удастся при помощи закачки воды на газонефтяной контакт в объеме 68040 м³ расчет приведен в подразделе 3.1.3. Данную

операцию предложено произвести следующим образом: закачка агента (воды) будет осуществляться при помощи трех окружающих скважин 5К, 14Е, 143 с южной стороны разреза, в таблице 3.2 приведены их технологический режим работы скважин на май 2017 года.

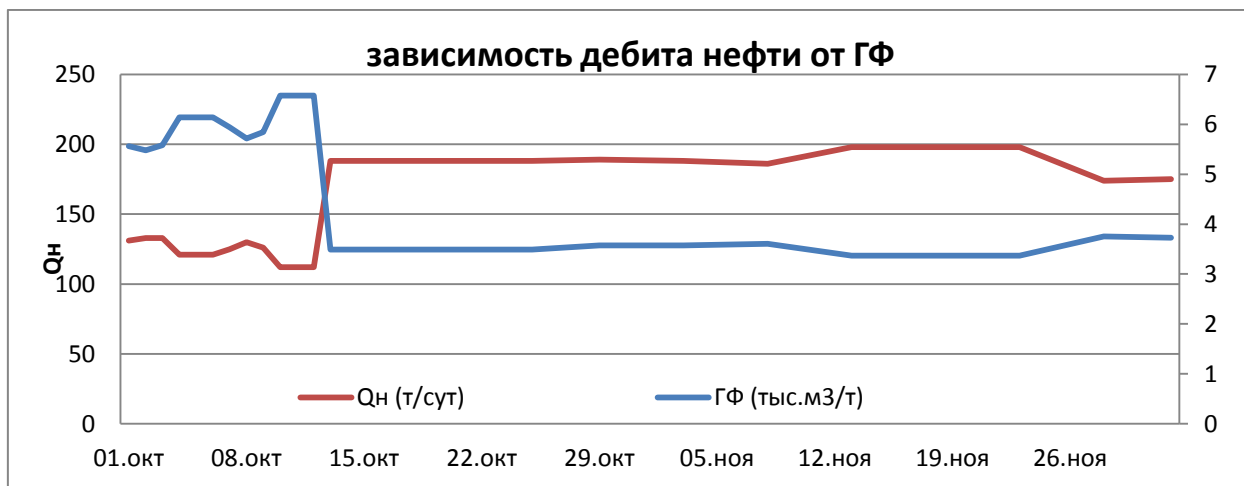


Рис. 3.5 - Зависимость дебита нефти от газового фактора скважины 145

Для осуществления закачки необходимо остановить данные скважины, после чего установить цементный мост на глубине 2720м, произвести перфорацию в интервале 2714-2717, начать закачку. Время вывода скважин из работы составит 37 суток под проведения закачки и 6 суток для проведения работ со скважиной бригады КРС. Потери нефти посчитаны только по одной скважине 14Е, скважина №5 в июне 2017 года была переведена из добывающего фонда в нагнетательный, скважина №143 на данный момент является добывающей, но в ближайшее время (июнь-июль) будет также переведена в нагнетательный фонд.

Таблица 3.2 Технологические параметры скважин.

номер скв	Qж	Qн	Qг	вода
	м3/сут	т/сут	м3/сут	%
14Е	350	68	343	77
5К	23	0	0	100
143	51	45,8	123493	10

На рисунке 3.6 представлен геологический разрез по стволу скважины № 14 Д и скважин ее окружения № 143, 5К, 14Е, 24К с абсолютной отметкой газонефтяного контакта на уровне -2716 метров.

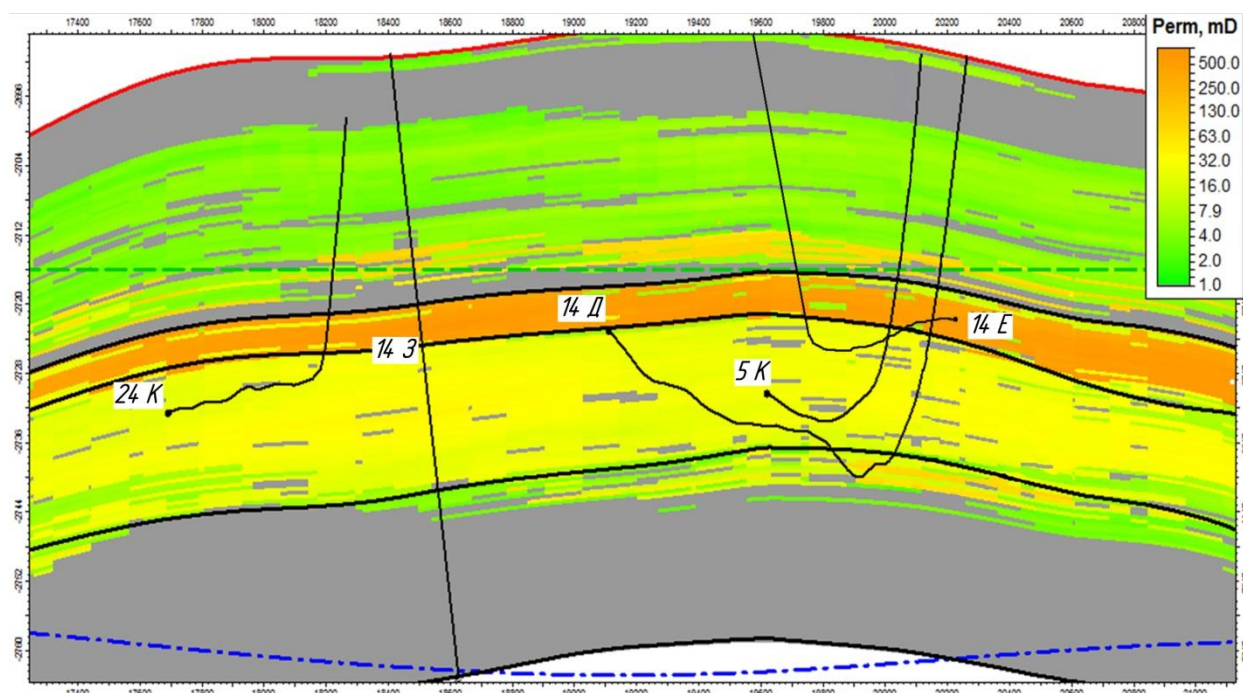


Рис. 3.6 - Геологический разрез по стволу скважины 14Д

Нефтегазоконденсатная залежь НХ III-IV состоит из трех пропластков очень различных по коллекторским свойствам, фильтрационно-емкостные свойства разнятся и отличаются в десятки, а то и в сотни раз. Все пласты (НХ III и НХ IV) имеют единую гидродинамическую связь. Опишем фильтрационно-емкостные свойства интересующих нас скважин в определенном интервале.

Фильтрационно-емкостные свойства скважины №143 в интервале -2714 – 2717м :

- К проницаемости среднее значение составляет 19 мД
- К открытой пористости 0,144
- К глинистости 0,227
- К водонасыщенности 0,27
- К газонасыщенности 0,73

Фильтрационно-емкостные свойства скважины №5К в интервале -2714 – 2717м :

- К проницаемости среднее значение составляет 19 мД
- К открытой пористости 0,177
- К глинистости 0,193
- К водонасыщенности 0,2
- К газонасыщенности 0,8

Фильтрационно-емкостные свойства скважины №14Д в интервале - 2714 – 2717м :

- К проницаемости среднее значение составляет 25 мД
- К открытой пористости 0,185
- К глинистости 0,201
- К водонасыщенности 0,25
- К газонасыщенности 0,75

Фильтрационно-емкостные свойства скважины №22Е в интервале - 2714 – 2717м :

- К проницаемости среднее значение составляет 23 мД
- К открытой пористости 0,18
- К глинистости 0,317
- К водонасыщенности 0,42
- К газонасыщенности 0,58

Фильтрационно-емкостные свойства скважины №24К в интервале - 2714 – 2717м :

- К проницаемости среднее значение составляет 11 мД
- К открытой пористости 0,112
- К глинистости 0,420
- К водонасыщенности 0,53
- К газонасыщенности 0,47

На рисунке 3.7 представлена карта проницаемости пласта НХ III-IV по скважине 14Д и её ближайшего окружения в интервале 2714-2717м. По карте видно, что наблюдается улучшение проницаемости от скважин 5К и 14Е в сторону скважин 145,226,148. Следовательно, можем сделать вывод, что вода, нагнетаемая в скважины 5К и 14Е, будет распространяться к скважинам 14Д, 22Е. Через определенное время, вода закачиваемая в скважину 143 начнет насыщать более проницаемые поры вокруг себя и затем начнет расширяться в сторону скважины 14Д навстречу барьеру, идущему от скважин 5К и 14Е, тем самым создавая слабопроницаемый водяной барьер над скважиной 14Е.

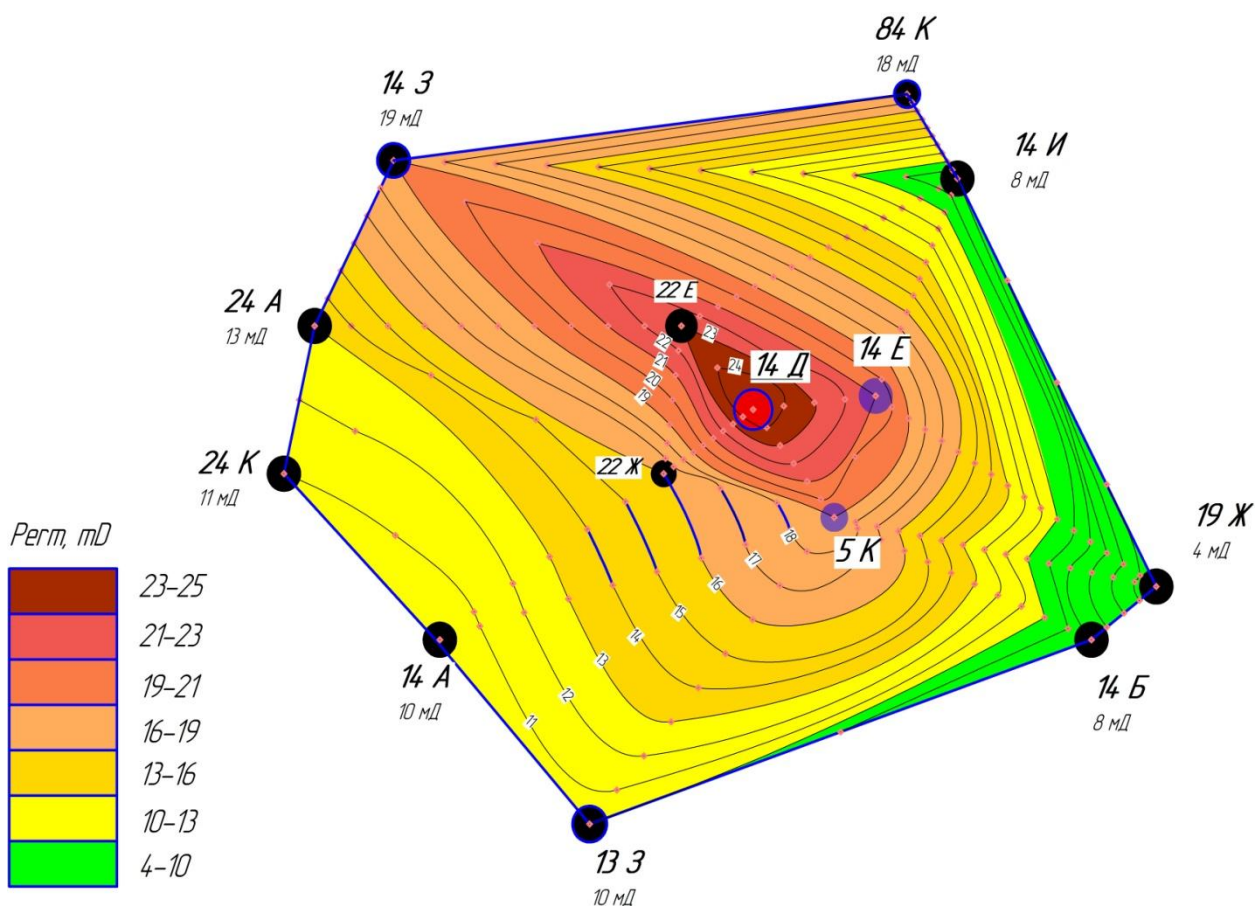


Рис. 3.7 - Карта проницаемости интервала 2714-2717м.

3.1.3 Расчет необходимого объёма воды для создания слабопроницаемого экрана на ГНК

Из проектных документов на разработку Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, нам известно начальное газосодержание залежи НХ III-IV в интересующем нас интервале 2714-2717

метров, имеется график относительной фазовой проницаемости, по которому мы можем определить начальное значение фазовой проницаемости, обозначим ее как ОФП₀, от полученного результата отнимаем 10% (так как нам известно, что при снижении дебита газа на 10 %, у нас происходит рост дебита по нефти приблизительно на 27 тонн в сутки, в связи с этим необходимо снизить дебит по газу) и получаем второе значение, обозначим его как ОФП₁, далее в формуле подсчета объема воды, необходимого для закачки на ГНК, применяем их разницу. Закачкой воды мы будем уменьшать значение фазовой проницаемости по газу, при изменении ОФП будет изменяться и газосодержание, в данном случае уменьшаться. Интервал перфорации примем 2714-2717 метров, общая перфорированная толщина составит 3 метра.

Таблица 3.3 Данные для расчета количества воды.

Qнач	742685	м ³ /сут
Qкон	664904	м ³ /сут
Разница	10	%
Кг 0	0,75	д.ед
Коткр.пор	0,14	д.ед
ОФП 0	0,48	д.ед
ОФП 1	0,43	д.ед
Кг 1	0,72	д.ед
Soхв	3240000	м ²
Н перф	3	м
Vпор	1360800	м ³

где Q_{нач} и Q_{кон} - это дебит газа который был до мероприятия по остановке г/н фонда и дебит газа после остановки г/н фонда соответственно, Кг 0 и Кг1- это коэффициент начальной газонасыщенности интересующего нас интервала, и который нам необходимо достичь, чтобы дебит газа снизился на 10 %, на рисунке 3.8 представлен график относительной фазовой проницаемости, Коткр.пор - это коэффициент открытой пористости, величина постоянная, полученная в лабораторных условиях, Soхв это

площадь, на которую распространится барьер, в нашей работе площадь получаем путем вычисления ее в программном комплексе КОМПАС, для этого начертили в программе скважины нужные нам (рисунок 3.7), привели их к масштабу указанному на карте накопленных отборов, рисунок 2.8, выделили область наилучшей проницаемости от скважин, через которые будет производится закачка воды на ГНК, таким образом получили площадь заводнения, $V_{пор}$ это объем порового пространства, которое должна занять закачиваемая вода, находится по формуле (3.1).

$$V_{пор} = H_{перф} * S_{охв} * K_{откр.пор} \quad (3.1)$$

$$V_{пор} = 3 * 3240000 * 0,14 = 1360800 м^3$$

После того, как посчитали объем порового пространства, приступаем к подсчету объема воды, необходимого для снижения фазовой проницаемости и коэффициента газонасыщенности, объем воды найдем по формуле (3.2).

$$V_{воды} = (ОФП_0 - ОФП_1) * S_{охв} * H_{перф} * V_{откр.пор} \quad (3.2)$$

$$V_{воды} = (ОФП_0 - ОФП_1) * V_{пор}$$

$$V_{воды} = (0,48 - 0,43) * 1360800 = 68040 м^3$$

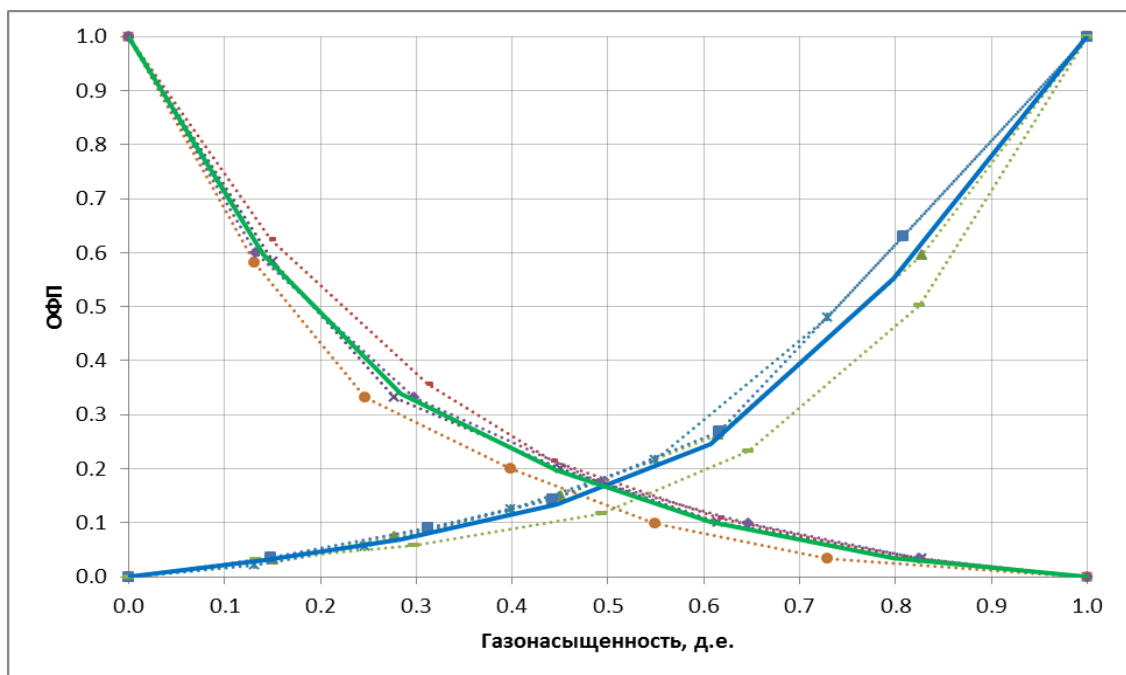


Рис. 3.8 - График относительной фазовой проницаемости.

Для закачки нужного объёма воды в пласт через три скважины, необходимо рассчитать количество дней, которые будут потрачены на закачку.

Средняя приемистость нагнетательной скважины составит 159 м³ на один погонный метр перфорации при данной проницаемости, данное значение получено при помощи программного обеспечения. По формуле (3.3) рассчитывается количество дней, за которые произведется закачка нужного объёма агента.

$$T = \frac{V_{\text{воды}}}{Q_{\text{пр.ср}} * H * 3} \quad (3.3)$$

$$T = \frac{V_{\text{воды}}}{Q_{\text{пр.ср}} * H * 3} = \frac{68040 \text{ м}^3}{1860 \text{ м}^3} = 37 \text{ сут}$$

где Т - время, необходимое для закачки нужного объёма воды, Q_{пр.ср} - средняя приемистость скважины, Н – высота интервала перфорации, 3 – количество скважин, через которые будет осуществляться закачка.

Вывод подраздела:

В рассмотренном выше и предлагаемом мероприятии по увеличению нефтеотдачи, закачка воды в нефтегазоконденсатную залежь НХ III-IV будет производиться ни как средство поддержания пластового давления, а для снижения фазовой проницаемости по газу на газонефтяном контакте. Искусственное снижение фазовой проницаемости для газа в зонах локальных прорывов его в оторочку замедляет развитие конусов газа, благодаря чему улучшаются коэффициенты охвата по площади и разрезу

3.2 Расчет экономической эффективности применения барьерного заводнения на залежи НХ-III-IV

Определение экономической эффективности применения Барьерного заводнения на газонефтяном контакте залежи НХ-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения будет рассчитано на 1 год. При этом предположим, что дополнительная добыча будет снижаться на 5% с каждым

месяцем. Также учтено, что для реализации заводнения необходимо остановить и временно перевести под закачку 3 скважины из добывающего фонда, под нагнетание воды. Простой скважин относительно проектной добычи/закачки в общем составит 43 суток по причине переоборудования добывающей скважины под нагнетательную (либо в случае с нагнетательными это перепосадка пакера и перфорация) бригадой КРС будет длиться около 6 суток и работа непосредственно под закачку займёт 37 суток. Все потери и чистый доход от реализации данного метода посчитаны и представлены ниже.

3.2.1 Расчет потерь связанных с временным переводом добывающей скважины в нагнетательную.

Потери нефти, связанные с временным переводом скважин под нагнетание воды, считаются только по одной скважине, как было сказано выше. Скважина 14Е работает со следующими технологическими параметрами $Q_{ж}=350 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=68 \text{ т/сут}$; $Q_{г}=343 \text{ м}^3/\text{сут}$, $W=77\%$. В сутки потери по нефти составят 68 тонн.

В ходе мероприятий со скважинами общие потери по нефти составят:

$$A = B + C \quad (3.4)$$

где A - общие потери по нефти в ходе проведения мероприятия, B - потери при работе скважины под закачку, C - потери из-за проведения работ бригады КРС

$$B = Q_{н} * T = 68 * 37 = 2482 \text{ тонны}$$

$$C = Q_{н} * t = 68 * 6 = 407 \text{ тонн}$$

где t – время, затраченное на работу бригадой КРС с 1 скважиной.

$$A = B + C = 2482 + 407 = 2889 \text{ тонны}$$

3.2.2 Расчет затрат на ремонтные работы проводимые со скважинами

Все необходимые виды ремонта и время, потраченное на данную операцию, для временного перевода скважин под нагнетание воды на газонефтяной контакт залежи НХ III-IV приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 Ремонтные работы и затраченное время

Характер работы	время, часов
1. Подъем ЭЦН/пакера	13
2. Установка цементного моста на отметке 2720м	30
3. Перфорация интервала 2715-2717м	20
4. Спуск НКТ с воронкой и пакером на глубину 2710м	12
5. Подъем НКТ, РИР интервала 2715-2717м	26
6. Разбуривание цементного моста	30
7. Спуск ЭЦН/посадка пакера	13
Итого, суток	6

Затраты на работу КРС связанные с переоборудованием внутрискважинного оборудования посчитаны по формуле (3.5).

$$N = 24 * t * n * M \quad (3.5)$$

где t - время необходимое для проведения работ по одной скважине; M - стоимость работы бригады КРС 1 час (принимается равным $M=15000$ рублей); n – число скважино-операций, так как необходимо 3 скважины переоборудовать временно под закачку воды в интервал ГНК, нужно вставить бригаде КРС 2 раза на скважину, первый раз-это переоборудовать под временную закачку воды, затем второй раз-это вернуть скважины к проектному технологическому режиму, следовательно $n=6$; N – итоговая стоимость работ на переоборудование трёх скважин(капитальные затраты).

$$N = 24 * t * n * M = 24 * 6 * 6 * 15000 = 12\,960\,000 \text{ рублей}$$

3.2.3 Расчеты потерь в денежной единице измерения, роки окупаемости мероприятия

Потери по нефти и перевод их в денежную единицу измерения, будем проводить при помощи таблице 3.5, в которой приведена стоимость основных производственных показателей, на которые и будет опираться данный расчет.

Таблица 3.5 - Основные данные для расчета

Наименование	числовые данные
Потери по нефти составляют $A(t)$	2 889,0
Себестоимость нефти $S(\text{руб}/t)$	3 566,0
Цена барреля составляет $1B(\text{руб})$	3 300,0
(1баррель=50 \$; 1\$=66руб)	
Цена за тонну нефти составляет $G(\text{руб})$	21 054

Для удобства сразу проводится расчет таких параметров как какое количество в одной тонне нефти баррелей и наоборот, сколько баррелей в одной тонне нефти.

В одном барреле тонн : $1B = 159 * \rho / 1000 = 0,134$ тонн

где -плотность нефти, для залежи НХ III-IV плотность $\rho = 0,843 \text{ г/см}^3$; 159 – количество литров воды в одном барреле, 1000 – количество воды в одной тонне (в литрах). Следовательно, в одной тонне будет $1t / 0,134t = 7,461 t$

Конечные потери по нефти посчитаем по формуле (3.6)

$$P = A * G \quad (3.6)$$

где, A - общие потери по нефти в ходе проведения мероприятия; -рыночная цена за 1 тонну нефти; P – конечные потери по нефти, приведенные к денежной единице, полученная как недополученная прибыль, т.е. если бы скважину не останавливали, могли бы получить товарооборот полученный по данной формуле.

$$P = A * G = 2\,889 * 21\,054 = 60\,837\,353 \text{ руб}$$

Итоговые затраты будут состоять из недополученного товарооборота и капитальных затрат на временное переоборудование 3х скважин под нагнетание воды на ГНК. Вычисляется по формуле (3.7)

$$Q = P + N \quad (3.7)$$

где P - это конечные потери по нефти, приведенные к денежной единице; N - итоговая стоимость работ на переоборудование трёх скважин (капитальные затраты).

$$Q = P + N = 60\,837\,353 + 12\,960\,000 = 73\,797\,353 \text{ руб.}$$

Окупаемость данного мероприятия считается следующим образом:

Ожидаемый прирост по дебиту скважины 14Д после успешного проведения мероприятия по созданию слабопроницаемого барьера на ГНК составит 27 т/сут. (в расчетах обозначается буквой Z). Зная рыночную стоимость нефти G , можно посчитать по формуле (3.8) товарооборот от реализации дополнительной добычи по скважине в сутки (в расчетах обозначается буквой L), он составит:

$$L = Z * G \quad (3.8)$$

где, Z - ожидаемый прирост по дебиту скважины 14Д; G - рыночная стоимость нефти; L - товарооборот от реализации дополнительной добычи в сутки.

$$L = Z * G = 21\,054 * 27 = 559\,194 \text{ руб}$$

В расчетах заложено, что каждый новый месяц, скважина будет снижать прирост по дебиту относительно предыдущего месяца на 6%. Коэффициент работы скважины составляет 0,95.

Число месяцев (в расчетах обозначается буквой n), необходимое на возмещение затрат Q , считается по следующему алгоритму: берутся итоговые затраты Q и делятся на товарооборот от реализации дополнительной добычи в сутки L , отсюда получается количество дней, которые скважина должна отработать с дополнительным дебитом, полученный результат делим на количество дней в месяце (формула (3.9)).

$$n = \frac{(Q/L)}{30} = (73\,797\,353/559\,194/30) = 4.4 \text{ месяца} \quad (3.9)$$

Следовательно, окупаемость мероприятия составит 4,4 месяца.

В таблице 3.6 приведен расчет дополнительной добычи от проведенного мероприятия за первый год.

Таблица 3.6 - Расчет дополнительной добычи

месяца	дебит (т/сут)	выручка (тыс.руб)
1	27	19 942
2	26,92	19 883
3	26,84	19 824
4	26,76	19 765
5	26,68	19 706
6	26,60	19 647
7	26,52	19 588
8	26,44	19 529
9	26,36	19 470
10	26,28	19 410
11	26,20	19 351
12	26,12	19 292
итого		223 637

Основные показатели экономического расчета приведены в таблице 3.7

Таблица 3.7 - Основные показатели экономической эффективности.

Показатели	Обозн.Ед.изм.	Год
		1
Фонд скважин	шт	1
Доп. Добыча	Qдн, т.тн/скв.	9,08
Выручка от реализации	Вр, тыс.руб.	223 637
Текущие затраты, в т.ч:	Зт, тыс.руб.	60 837
Капитальные затраты	N,тыс.руб	13 797
Налог на прибыль	Нп, тыс.руб.	44 727
ПДН	ПДН, млн.руб.	72,7
Коэффициент дисконтирования	Кд,	0,80
Дисконтированный ПДН	ДПДН,млн.руб.	58,2
Чистая текущая стоимость ЧТС	ЧТС,млн.руб.	58,2

где, Qдн - это дополнительная добыча, полученная путем сложения дополнительного дебита из таблицы 3.7 приведенная к месяцам, затем

умноженная на количество месяцев в году. Нп - налог на прибыль, равен 20%. Кд - это показатель, который применяется для проведения процедуры дисконтирования (приведения будущей цены денег к их сегодняшней стоимости), этот коэффициент демонстрирует, на какую величину уменьшится денежная сумма с учетом фактора времени и размера используемой ставки дисконта, принимается равным $K_d=20\%$. ПДН - сумма доходов компании до начисления износа, истощения природных ресурсов, амортизации и других безналичных расходов.

На рисунке 3.9 приведен график, на котором отображена экономическая эффективность от применения барьерного заводнения на залежи НХ III-IV.

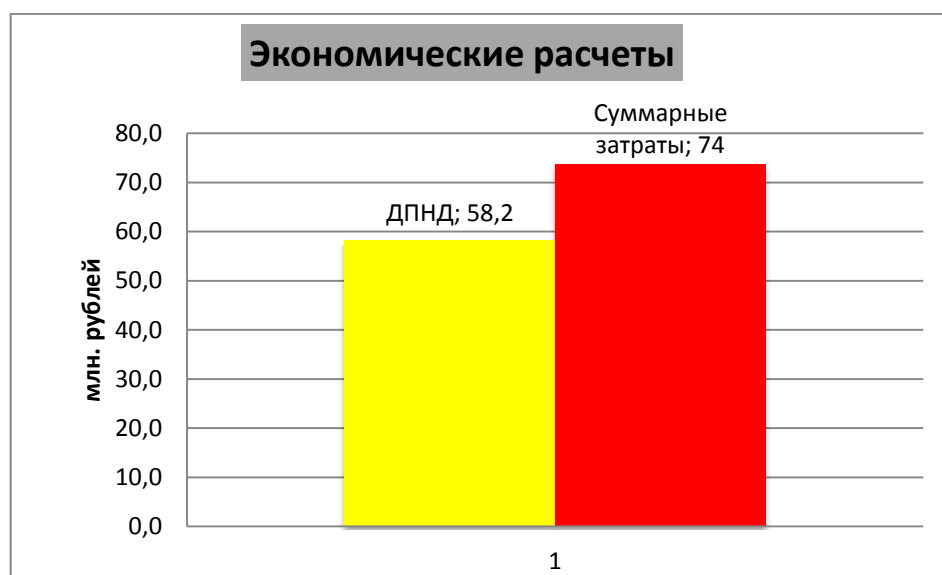


Рис. 3.9 - Экономическая эффективность от проведения барьерного заводнения

На графике рисунка 3.9 приведены данные об общих суммарных затратах (красный столбец), которые включают в себя операционные, капитальные и текущие затраты в ходе проведения данного мероприятия, и дисконтированный поток денежной наличности с учетом вычета всех затрат и налогов, то есть это чистая прибыль, которую получит компания от реализации предлагаемого метода увеличения нефтеотдачи, и в конечном итоге от полученной дополнительной добычи.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе диссертационной работы решены следующие задачи и получены следующие результаты:

1. Проанализированы существующие методы разработки нефтегазоконденсатных месторождений.
2. Создана таблица применимости той или иной технологии с использованием вытесняющих агентов применительно к разработке нефтяной оторочки Нх III-IV.
3. Проанализированы положительные и отрицательные результаты применения барьерного заводнения для изоляции газовой шапки от нефтяной части как в Российской, так и в зарубежной практиках.
4. Установлена зависимость дебита от газового фактора скважины 14Д, построен график зависимости.
5. Произведен расчет необходимого объема воды для создания слабопроницаемого экрана на ГНК .
6. Произведен расчет экономической эффективности применения барьерного заводнения на залежи НХ-III-IV

Добывающие скважины нефтегазоконденсатной залежи НХ-III-IV Ванкорского месторождения, находящиеся в ближайшем окружении газонагнетательного фонда эксплуатируются с высоким газовым фактором. Количество добываемого газа в значительной степени отличается от газосодержания пластовой нефти. Появление столь высоких дебитов газа в добывающих скважинах, это следствие разгазирования пластовой жидкости на забое (в стволе) скважины и прорывы газа из газовой шапки.

Для поддержания добычи нефти на максимальном уровне и избежание не желательных прорывов газа рекомендуется применение технологии барьерного заводнения нефтегазоконденсатной залежи. Данная технология позволит увеличить текущий дебит нефти по скважине 145, коэффициент нефтеотдачи скважины, и при этом уменьшится дебит газа в добываемой

продукции, тем самым снизится газовый фактор, увеличится площадь дренирования запасов.

При применении различных способов заводнения нефтегазоконденсатных залежей особо важное значение приобретает контроль за состоянием пластовых жидкостей и движением границ оторочек. Систематический контроль позволит вовремя предупреждать развитие нежелательных процессов в пласте, выяснять и оперативно устранять недостатки принятой системы. Именно это в конечном счете определяет эффективность разработки месторождения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

ГНК – газонефтяной контакт

ГРП – гидроразрыв пласта

КИН – коэффициент извлечения нефти

ПАА – полиакриламид

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПЗП – призабойная зона пласта

СПС – сшитая полимерная система

ТИЗ – трудноизвлекаемые запасы

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

Г/Н скважины – газонагнетательные скважины

КРС – капитальный ремонт скважин

ГШ – газовая шапка

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ГФ – газовый фактор

ПНГ – попутный нефтяной газ

ТГВ – термогазовое воздействие

ВГВ – водогазовое воздействие

СК – суперколлектор

АСВ – асфальтосмолистые вещества

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

КПД – кривая падения давления

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: «Струна», - 1998. – 628 с.
2. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтедобычи в стране // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 34-38.
3. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. – 2006. – № 2. – С. 27-30.
4. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К. и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 346с.
5. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук, ИПНГ РАН, ГАНГ им. Губкина, 1996.
6. Закиров И.С. Влияние сетки скважин на эффективность дренирования оторочек газонефтяных залежей // Труды МИНХ и ГП, 1985, вып.192, С. 49-62.
7. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под. ред. Закирова С.Н. – М.: «Грааль», 2000. – 643 с.
8. Косачук Г.П. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой / Г.П. Косачук, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2009. – Спец. вып. – С. 19–22.
9. Панфилов М.Б. Единая концепция разработки сложнопостроенных нефтегазовых месторождений: обз. инф. / М.Б. Панфилов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 96 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).
10. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарев. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 236 с.

11.Парфенова Н.М. Физико-химическая характеристика флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова и др. // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: материалы II Междунар. науч.-практич. конфер. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.

12.Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 1 (спец. вып.). –С. 56–58.

13.Ибрагимов И.И. Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей: диссертация канд. техн. наук. – М.: РГУНГ, 2009. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. 133 № 5 (16) / 2013

14.Желтов Ю.В. Разработка нефтегазоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды / Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, В.Н. Мартос // Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений: труды ИГиРГИ. – М.: Недра, 1969. – С. 190–197.

15.Полстянов Д.Е. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой // Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону: материалы XI региональной науч.-техн.конфер. – Т. 1: Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2007. – 278 с.

16.Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1986. – 305 с.

17.Пантелеев А.С. Опыт промышленной эксплуатации и перспективы освоения нефтяных оторочек Оренбургского ГКМ / А.С. Пантелеев, Е.С. Гришин, И.Н. Малиновский // Геология нефти и газа. – 1990. – № 2. – С. 4.

18.Рассохин А.С. Экспериментальное обоснование методов подготовки агентов для вытеснения вязкой нефти: автореф. диссертация канд. техн. наук / Рассохин Андрей Сергеевич. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009.

19. Покрепин Б. В.. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений / Б.В. Покрепин. – М.: Струна, 1998. – 628 с.

20.Изюмченко Д. В. Особенности проектирования разработки Чаяндинского гелийсодержащего месторождения с нефтяной оторочкой промышленного значения / Д.В. Изюмченко, С.В. Буракова и др. // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: материалы II Междунар. науч.-практич. конфер. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012.

21.ООО «РН-УфаНИПИнефть» Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения, 2009

22.Л. А. Томская, и. И. Краснов, д. А. Мараков, и. С. Томский, в. В. Инякин Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах Месторождений западной Сибири // Журнал Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Амосова, ВАК, 2016

23.Краснова Т. Л. Техничко - экономическое обоснование гидродинамических способов ограничения притоков подошвенной воды и верхнего газа при разработке водонефтяных и нефтегазовых зон месторождений: Автореф. диссертации канд. техн. наук. – Тюмень, 1998.

24.Краснов И. И., Забоева М. И., Краснова Е. И., Винокурова Н. К. Совершенствование подходов к описанию термодинамических свойств пластовых флюидов для моделирования процессов разработки // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 4.

25.Краснова Т. Л. Контроль за конусообразованием при разработке нефтегазовых залежей с подошвенной водой // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1997. – № 4.

26.Сивков Ю. В., Краснов И. И., Самуйлова Л. В. и др. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь

Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, № 4. – С. 32.

27. Краснова Е. И., Зотова О. П., Сивков П. В. Применение селективных материалов для ограничения водопритокров на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири – 2013. – Т. 9, № 4. – С. 17-18.

28. Краснова Е. И., Грачев С. И., Краснов И. И., Лапутина Е. С. Особенности прогнозирования PVT - свойств в процессе разработки газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири – 2013. – Т. 9, № 1. – С. 58-60.

29. Краснова Е. И., Грачев С. И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке PVT-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Тр. XVI Международного симпозиума им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. – Томск, 2012. – С. 97-98.

30. Краснова Е. И. Влияние неравномерности разработки залежи на величину конденсатоотдачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 36-39.

31. Краснова Е. И. Влияние конденсационной воды на фазовые превращения углеводородов на всех этапах разработки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 6. – С. 44-47.

32. Краснова Е. И., Грачев С. И. Оценка пластовых потерь конденсата при неравномерном вводе объектов в разработку // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 16-19.

33. Краснова Е. И. Влияния перетоков нефти на конденсатоотдачу в условиях разработки газонефтеконденсатных месторождений // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47) – С. 68-71.

34.Краснова Т. Л. Применение жидкостного барьера с целью ограничения прорыва верхнего газа и подошвенной воды в нефтяной пласт и увеличения предельного дебита // Нефть и газ. – 1997. – № 6– С. 27.

35.Островская Т. Д., Краснов И. И., Радченко В. В., Краснова Е. И., Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 65-66.

36.Краснова Е. И. Методы экспериментальных исследований PVT-свойств газоконденсатных систем // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4. – С. 9-10.

37.Краснов И. И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореферат диссертации канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 21 с.

38.Швецов И.А., Мамырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара: Российское представительство Акционерной Компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 336 с.

39.Швецов И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения – М.: - ВНИИОЭНГ. – 1989. – Вып. 21. – 41 с.

40.Телин А.Г. Повышение эффективности воздействия на пласт сшитыми полимерными системами за счет оптимизации их фильтрационных и реологических параметров // Интервал. – 2002, № 12 (47). – с. 8-49

41.Гилязов Р.М., Рахимкулов Р.Ш., Гилязов А.Р. Геолого-физические и промысловые факторы, определяющие эффективность создания водоизолирующих экранов при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море 2011. - № 7. – С. 43-45.

42.Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Антонов А.М., Федоров А.И., Чекушин В.Ф. Водоизоляция трещин со стороны нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 12. – С. 102-105

43.Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А., Захаров В.П., Вежнин С.А., Захаров С.В. Реализация нового подхода к размещению гелевых составов в обводненных высокопроницаемых изолированных пластах // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 6. – С. 25-29.

44.Морилов И.П., Сахань А.В., Щербаков Д.П., Шайдуллин В.А., Пресняков А.Ю., Нигматуллин Т.Э. Опыт планирования и проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока // Нефтяное хозяйство. 2014. – № 11. – С. 62-64.

45.Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 7. – С. 54-57.

46.Швецов И.А., Бакаев Г.Н. и др. Состояние и перспективы полимерного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. -1994. - №4. – С. 37-41.

47.Швецов И.А., Кабо В.Я. и др. Новые технологии применения полимерных реагентов в добыче нефти // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сб. док. II научно-производственной конференции. – Самара: АО «ПО «Лукойл-Волга». – 1998. – С. 44-47.

48.Пат 2127359 РФ, МКИ Е 21 В 43/22 Способ получения добавки к закачиваемой в пласт воде / Д.А. Каушанский, В.Б. Демьяновский // Бюл. И – 1999. - № 7. – С. 280.

49.Пат. 2175383 РФ, МКИ Е 21 В 43/22 Способ заводнения нефтяного пласта / Грайфер В.И., Захаренко Л.Т., Лисовский С.Н. и др. // Бюл. И – 2000. - № 30. – С. 345.

50.Шувалов С.А. Разработка реагента для селективной водоизоляции нефтяных пластов на основе наноструктурированного полиакриламида. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук - Москва. - РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - 2013.

51.Кадыров Р.Р., Патлай Д.А., Хасанова Д.К., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых

карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 4. – С. 70-72.

52.Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. и др. Регулирование кинетических и реологических характеристик гелеобразующих систем для увеличения нефтеотдачи // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции. – Томск: «СТТ». – 2000. – Т.1. – С. 469-473.

53.Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Гель-технологии для увеличения охвата тепловым воздействием залежей высоковязких нефтей // Интервал. – 2000. – №6(17). – С. 3-7.

54.Mark A. Klins and S. M. Farouq Ali. Heavy Oil Production By Carbon Dioxide Injection. // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – vol. 21. – №. 05. – pp. 64-72.

55.Ning Samson Xiuxu, Jhaveri Bharat S., Jia Na, Chambers Bret and Gao Jinglin. Viscosity Reduction EOR with CO₂; Enriched CO₂ to Improve Recovery of Alaska North Slope Viscous Oils. // Proc. SPE Western North American Region Meeting. Anchorage, Alaska, USA, 7-11 May, 2011. SPE-144358-MS.

56.Чижова Л.Н., Артюхович В.К. и Дегтярев Н.М. К оценке влияния неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти газом высокого давления. // Тр.Сев.КавНИПИнефть. – 1977. – №. 26. – С. 69-75.

57.Харазий Н.И., Захаров А.С., Дорошук Н.Ф. и Глумов Н.Ф. Периодическая закачка газа и воды под высоким давлением. // Тр.ТатНИПИнефть. – 1979. – №. 40. – С. 144-151.

58.Patent US3244228 A, United States. Flooding process for recovery of oil. Parrish David R.

59. Поваров И.А., Ковалев А.Г. и Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа. // Нефтяное хозяйство. – 1973. – №. 12. – С. 25-28.

60.J. J. Taber, F. D. Martin and R. S. Seright. EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – vol. 12. – №. 03. – pp. 199-206.

61.J. R. Christensen, E. H. Stenby and A. Skauge. Review of WAG Field Experience. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – vol. 4. – №. 02. – pp. 97-106.

62.Васильев В.И., Гибадуллин Н.З., Леви В.Б., Лозин Е.В., Миниахметов А.Г. и Трофимов В.Е. Исследование эффективности утилизации нефтяного газа закачкой в продуктивные пласты. // Нефтяное хозяйство –2004. – №. 8. – С. 76-78.112

63.Louis Minssieux. WAG Flow Mechanisms in Presence of Residual Oil. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, 25-28 September, 1994. SPE-28623-MS.

64.Лысенко В.Д. Перспективы развития технологии извлечения запасов нефти из недр. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №. 12 – С. 94-97.

65.Вашуркин А.И., Ложкин Г.В. и Радюкин А.Е. Экспериментальные исследования водогазового воздействия на пласт БС10 Федоровского месторождения // Тр.СибНИИНП. – 1978. – №. 12. – С. 143-151.

66.Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: Механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность. // Труды российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина –2009. – №. 1. – С. 23-33.

67.Телков В.П. Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ: автореф. дис. канд. техн. наук: – Москва, 2009. – 24 с.

68.Иваншин В.С., Карнаушевская Ж.И. и Лискевич Е.И. Об эффективности создания газовой репрессии на Битковском месторождении. // Нефтяное хозяйство. – 1975. – №. 2. – С. 35-38.

69.Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В. и Ламбин Д.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – №. 2. – С. 54-59.

70.L. M. Surguchev, Ragnhild Korbol, Sigurd Haugen and O. S. Krakstad. Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. // Proc. European Petroleum Conference. Cannes, France, 16-18 November, 1992. SPE-25075-MS.

71.Madhav M. Kulkarni and Dandina N. Rao. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – vol. 48. – №. 1–2. – pp. 1-20.113

72.S. B. Gorell. Implications of Water-Alternate-Gas Injection, for Profile Control and Injectivity. // Proc. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 22-25 April, 1990. SPE-20210-MS.

73.P. P. van Lingen, O. H. M. Barzanji and C. P. J. W. van Kruijsdijk. WAG Injection to Reduce Capillary Entrapment in Small-Scale Heterogeneities. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 6-9 October, 1996. SPE-36662-MS.

74.D.G. Huh and L.L. Handy. Comparison of Steady and Unsteady-State Flow of Gas and Foaming Solution in Porous Media. // SPE Reservoir Engineering. – 1989. – vol. 4. – №. 01. – pp. 77-84.

75.Yang Zhang, Yuting Wang, Fangfang Xue, Yanqing Wang, Bo Ren, Liang Zhang and Shaoran Ren. CO₂ foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – vol. 133. – pp. 838-850.

76.Seyedeh Hosna Talebian, Rahim Masoudi, Isa Mohd Tan and Pacelli Lidio Jose Zitha. Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – vol. 120. – pp. 202-215.

77.F. M. Garcia. A Successful Gas-Injection Project in a Heavy Oil Reservoir. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco, California, 5-8 October, 1983. SPE-11988-MS.

78. Dehu Wang, Qingfeng Hou, Yousong Luo, Youyi Zhu and Hongfu Fan. Feasibility Studies on CO₂ Foam Flooding EOR Technique After Polymer Flooding for Daqing Reservoirs. // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – vol. 36. – №. 4. – pp. 453-461.

79. I. Ekhlasjoo, M. Vosoughi, S.R. Shadizadeh, R. Kharrat and M.H. Ghazanfari. An Experimental and Simulation Study of Heavy Oil Recovery by the Liquid CO₂ Huff and Puff Method. // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2014. – vol. 36. – №. 23. – pp. 2587-2594.114

80. Jinhua Ma, Xiangzeng Wang, Ruimin Gao, Fanhua Zeng, Chunxia Huang, Paitoon Tontiwachwuthikul and Zhiwu Liang. Study of cyclic CO₂ injection for low-pressure light oil recovery under reservoir conditions. // Fuel. – 2016. – vol. 174. – pp. 296-306.

81. Chengyao Song and Daoyong Yang. Performance Evaluation of CO₂ Huff-n-Puff Processes in Tight Oil Formations. // Proc. SPE Unconventional Resources Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada, 5-7 November, 2013. SPE-167217-MS.

82. Babak Iraj, Seyed Reza Shadizadeh and Masoud Riazi. Experimental investigation of CO₂ huff and puff in a matrix-fracture system. // Fuel. – 2015. – vol. 158. – pp. 105-112.

83. Alireza Qazvini Firouz and Farshid Torabi. Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method (Cyclic Solvent Injection) To Enhance Heavy Oil Recovery. // Proc. SPE Heavy Oil Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June, 2012. SPE-157853-MS.

84. T. G. Monger and J. M. Coma. A Laboratory and Field Evaluation of the CO₂ Huff 'n' Puff Process for Light-Oil Recovery. // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – vol. 3. – №. 04. – pp. 1168-1176.

85. Боксерман А.А. и Ямбаев М.Ф. Метод закачки и внутрискластовой трансформации воздуха на месторождениях легкой нефти. // Сборник 12 Европейского симпозиума по повышению нефтеотдачи. Казань, 2003.

86. Greaves M. Air injection-improved oil recovery strategy for the UK continental shelf. // *Bus Br: Explor Prod: Oil Gas Rev.* – 2004. – pp. 118-121.

87. Информационный отчет по этапу 2 договора № С1-352 от 01.04.2004 по теме «Разработка технологий в области нефтедобычи. Адаптация метода термогазового воздействия к условиям месторождения Заказчика»/ООО «ЦИР ЮКОС», 2004. – 189 с.

88. Итоговый отчет по договору №С1-3361 Д-ТН от 16.08.2005. Разработка технологии ремонтно-изоляционных работ для месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК/ООО «ЮРД-Центр», 2005.

89. Отчет по договору №С1-1480 по теме: «Определение кинетических параметров окислительных процессов применительно к условиям Приобского месторождения. Лабораторные исследования по определению степени смесимости газового агента с нефтью при вытеснении нефти газовым агентом с использованием методики слим-модели пласта»/ООО «ЮРД-Центр», 2009. 115

90. Ямбаев М.Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования): диссертация. канд. техн. наук: / Ямбаев М.Ф. – Москва, 2006. – 153 с.

91. Vinodh Kumar, Dubert Gutierrez, Barry Peter Thies and Candace Cantrell. 30 Years of Successful High-Pressure Air Injection: Performance Evaluation of Buffalo Field, South Dakota. // *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 19-22 September, 2010. SPE-133494-MS.*

92. О. В. Ланина, А.А. Чусовитин, С.А. Радыгин (ООО «ТННЦ»), И.В. Яровенко (ОАО «Самотлорнефтегаз») Реализация барьерного заводнения на Самотлорском месторождении, // сборник разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, нефтяное хозяйство, 2013

93. В. Е. Гавура, И.П. Васильев, В.В. Исайчев [и др.] Применение методов увеличения нефтеотдачи на крупных месторождениях Западной

Сибири/ В сборнике Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 164-169.

94.Медведев Н.Я., Фурсов А.Я. Геотехнологии в разработке газонефтяных залежей. – М.: Недра, 1995. – 158 с.

95.А.А. Чусовитин, А.С. Тимчук, О.В. Фоминых, А.С. Самойлов Мониторинг разработки газонефтяной зоны пластов АВ Самотлорского месторождения с применением цифровых фильтрационных моделей// Проблемы развития газовой промышленности Сибири: сборник тезисов докладов XIX научно-практической конференции молодых учёных и специалистов ТюменНИИгипрогаза. ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, 2016

96.С.И. Пряхин, В.А. Брылев. Нефтегазовый комплекс Волгоградской области: состояние, проблемы и перспективы развития. // Сборник вестник ВГУ, Волгоградский государственный социально-педагогический университет, серия: география. геоэкология, Волгоград, 2014-№2.

97.Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 659 с: ил. - ISBN 5-247-03833-9

98.ЗАО «КФ БашВзрывТехнологии»// Результаты специальных геофизических исследований с целью определения профиля притока на 2-х режимах и технического состояния эксплуатационной колонны горизонтальной скважины аппаратурой SONDEX (доставка приборов с помощью ГНКТ), 2015